

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский
технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт Автоматики и информационных технологий

Кафедра Автоматизация и управление

6B07103 – Автоматизация и роботизация

Жанасов Алишер Аманжолович

Разработка автоматизированной системы транспортировки газа.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
к дипломному проекту

6B07103 – Автоматизация и роботизация

Алматы 2023

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский
технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт Автоматики и информационных технологий

Кафедра Автоматизация и управление



ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
к дипломному проекту

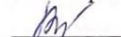
На тему: «Разработка автоматизированной системы транспортировки газа»

6B07103 – Автоматизация и роботизация

Выполнил

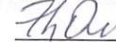
Жанасов А. А.

Рецензент
магистр РЭТ

 Сихимбаев А.С.

«13» 06 2023 г.

Научный руководитель
PhD, associate professor

 Омирбекова Ж. Ж.

«12» 06 2023 г.

Алматы 2023

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский
технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт Автоматики и информационных технологий

Кафедра Автоматизация и управление

6B07103 – Автоматизация и роботизация



ЗАДАНИЕ
на выполнение дипломного проекта

Обучающемуся Жанасову А.А.

Тема: «Разработка автоматизированной системы транспортировки газа»

Утверждена приказом Б. Жаутикова № 408-П/Ө от «23» ноября 2022 г.

Срок сдачи законченной работы «30» Мая 2023 г.

Исходные данные к дипломному проекту: Разработка автоматизированной системы транспортировки газа.

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекте вопросов:

- а) технологический процесс транспортировки газа;
- б) разработка функциональной схемы ГПА;
- в) анализ и синтез систем автоматического регулирования ГПА;
- г) разработка программного обеспечения Tia-Portal.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):
функциональная схема автоматизации; функциональная схема САР; структурная схема САУ.

Рекомендуемая основная литература:

1 Воронов А.А. Теория управления. – Москва: Наука, 2019. – 495 с.

2 Бессекерский В.А., Попов Е.П. Теория систем автоматического управления. – С-П.: «Профессия», 2004. – 752 с.


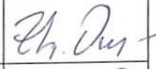

ГРАФИК

подготовки дипломного проекта

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Описание системы транспортировки газа	15 марта 2023 г.	
Разработка ФСА газоперекачивающего аппарата	15 апреля 2023 г.	
Разработка программного обеспечения	15 мая 2023 г.	

Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченный дипломный проект с указанием относящихся к ним разделов проекта

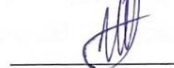
Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата	Подпись
Технологический раздел	Ж.Ж. Омирбекова PhD, associate professor	10.04.2023	
Раздел расчётной части	Ж.Ж. Омирбекова PhD, associate professor	15.05.2023	
Нормоконтролер	А.Б. Жеңіс маг. техн. наук, ассистент	13.06.2023	

Научный руководитель



Омирбекова Ж. Ж.

Задание принял к исполнению обучающийся



Жанасов А. А.

Дата

«__» _____ 2023 г.

АНДАТПА

Дипломдық жобада газды тасымалдауды басқарудың автоматтандырылған жүйесін әзірлеу қарастырылған. Бектібаев компрессорлық станциясының АБЖ зерттеу мәселесін шешу. Дипломдық жоба екі бөліктен тұрады: негізгі бөлім және технологиялық бөлім.

Жобаның негізгі бөлімінде турбинаның конструкциясы, газ компрессорлық қондырғының жұмыс істеу принципі, «Бектібаев» НГПС туралы негізгі мәліметтер, газ компрессорлық қондырғының жұмыс істеу принципі және автоматтандыру сипатталған. Технологиялық бөлімде GPA газ компрессорлық қондырғысын автоматтандыру сипатталған. Сонымен қатар классикалық Зиглер-Никольс әдісінің №1 және Чин-Кронес-Пеквик CHR әдісінің көмегімен параметрлік типтік контроллер синтезделді, Scada моделін жасау және әзірлеу. TIA порталындағы бағдарламалық қамтамасыз ету.

АННОТАЦИЯ

В дипломном проекте рассматривается разработка автоматизированной системы управления транспортировки газа. Решение задачи исследования САР компрессорной станции «Бектыбаево». Дипломный проект разбит на две части: основная и технологическая часть.

В основной части проекта описано конструкция турбины, принцип работы ГПА, основные сведения о НГПС "Бектыбаево", принцип работы и автоматизации ГПА. В технологической части описано автоматизация газоперекачивающего агрегата ГПА, Также синтезирован параметрический типовой регулятор классическим методом Циглера – Никольса номер 1 и методом Чина-Хронеса-Ресвика CHR, разработка Scada-модели, разработка программного обеспечения в TIA Portal.

ANNOTATION

The graduation project considers the development of an automated control system for gas transportation. Solving the problem of studying the ACS of the Bektybaevo compressor station. The diploma project is divided into two parts: the main part and the technological part.

The main part of the project describes the design of the turbine, the principle of operation of the gas compressor unit, basic information about the NGPS "Bektybaevo", the principle of operation and automation of the gas compressor unit. The technological part describes the automation of the GPA gas compressor unit. Also, a parametric typical controller was synthesized using the classical Ziegler-Nichols method number 1 and the Chin-Chrones-Pecwick CHR method, the development of a Scada model, and the development of software in the TIA Portal.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Основная часть	8
1.1 Основные сведения о НГПС «Бектыбаево»	8
1.2 Принцип работы на НГПС «Бектыбаево»	8
1.3 Турбина Siemens SGT-600	9
1.4 Описание конструкции турбины Siemens SGT-600	10
1.5 Принцип работы центробежного ГПА с турбиной Siemens SGT-600	11
1.6 Принцип регулирования и контроля работа Центробежного ГПА	12
1.7 КС с центробежными ГПА	13
1.8 Принцип работы и автоматизации ГПА	16
1.8.1 Система регулирования подачи топлива	17
1.8.2 Автоматическое управление газотурбинной установкой	17
2 Технологическая часть	19
2.1 Назначение компрессорных станций	19
2.2 Технологическая схема компрессорной станции с газотурбинным приводом	20
2.3 Автоматизация газоперекачивающего агрегата ГПА	26
2.3.1 Функции САУР ГПА	26
2.3.2 Функции управления	26
2.3.4 Функции антипомпажного регулирования и защиты нагнетателя	27
2.4 Описание аппаратной реализации САУР ГПА	27
2.4.1 Схема взаимодействия программно-аппаратных модулей	27
2.4.2 Функциональная схема автоматизации ГПА	29
2.4.3 Основные технические средства измерения и контроля	34
2.4.3.1 Топливный контроллер для газовых турбин	34
2.5 Разработка Scada-модели компрессорной станции.	35
2.5.1 Постановка задачи.	35
2.5.2 Синтез каскадного регулятора	37
2.5.3 Эмпирический метод Циглера – Николса (ZN1)	40
2.5.3.1 Расчёт параметров ПИД-регулятора по методу Циглера – Николься номер 1	43
2.5.3.2 Расчёт параметров ПИД-регулятора по методу Чина-Хронеса-Ресвика CHR	45
2.5.3.3 Результаты моделирования системы с ПИД регулятором (ручная настройка)	48
2.6 Разработка программного обеспечения в TIA Portal.	49
Заключение	52
Список использованной литературы	53
Приложение А	54

ВВЕДЕНИЕ

Автоматизированные системы транспортировки газа являются важным элементом промышленной инфраструктуры, позволяя осуществлять эффективный и безопасный транспорт множества видов газа на значительные расстояния. Разработка и усовершенствование подобных систем является актуальной задачей для различных отраслей промышленности, таких как газовая промышленность, химическая промышленность, энергетика и нефтегазовая отрасль.

Эта дипломная работа посвящена разработке автоматизированной системы транспортировки газа, которая сочетает в себе передовые технологии и инновационные решения для оптимизации процессов транспортировки, улучшения функциональности и повышения безопасности. Она предоставляет детальное описание разработки данной системы, подробное изучение причин необходимости разработки и ее значимости в различных областях промышленности, а также описание методов исследования и анализа результатов.

1 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1.1 Основные сведения о НГПС «Бектыбаево»

НГПС «Бектыбаево» – это газоперекачивающая станция в Западно-Казахстанской области Республики Казахстан, расположенная недалеко от деревни Бектыбаево.

Станция была построена для транспортировки газа из нефтегазового месторождения Карагандинского района к газоперерабатывающему заводу в городе Атырау.

Согласно официальной информации, на НГПС «Бектыбаево» были установлены две компрессорные установки типа Siemens SGT-600. Компрессорные установки были выбраны из-за высокой эффективности и экологической безопасности.

ГПА Siemens SGT-600 является двухвальным газовым турбинным двигателем, который используется для различных целей в нефтегазовой промышленности, включая компрессию и транспортировку природного газа.

Эти установки характеризуются высокой надежностью в работе и имеют мощность до 24 мегаватт.

1.2 Принцип работы на НГПС «Бектыбаево»

НГПС «Бектыбаево» работает на основе принципа компрессионной станции. Основная функция станции заключается в компрессии (сжатии) природного газа, который поступает из газовой скважины, перед его транспортировкой по газопроводу.

Процесс работы станции начинается с приема и очистки газа от посторонних примесей, таких как песок, пыль, вода и другие нефтепродукты, при помощи специальных фильтров и сепараторов. Затем газ поступает на компрессорные установки, где под действием ГПА Siemens SGT-600 газ сжимается и повышается давление для обеспечения его транспортировки по газопроводу.

После этого газ передается на следующую станцию компрессии, где процесс повторяется. Компрессорные станции в целом образуют несколько ступеней сжатия, в зависимости от требуемого давления газа при транспортировке.

Кроме того, на НГПС «Бектыбаево» также могут проводиться регулирование давления газа и измерения его объема и качества. Контроль системы осуществляется с помощью компьютерных устройств и специальных программ.

Принцип работы НГПС «Бектыбаево» может отличаться в зависимости от конкретной конструкции станции, используемых технологий и условий эксплуатации.

1.3 Турбина Siemens SGT-600

Siemens SGT-600 – это двухвальная газовая турбина производства компании Siemens, которая работает на сжатом природном газе. Эта мощная турбина была разработана специально для использования в нефтегазовой отрасли, включая компрессорные установки на газоперекачивающих станциях.

SGT-600 характеризуется высокой эффективностью, экономичностью и экологической безопасностью. Она способна обеспечивать надежную работу при транспортировке газа в различных условиях: от низкого давления до высоких параметров.

Турбина имеет два вала: компрессорный и турбинный, которые могут работать в нескольких ступенях сжатия. SGT-600 имеет мощность от 24 до 27 мегаватт и может достигать КПД более 37 процентов.

В целом, Siemens SGT-600 является надежной и эффективной выбором для использования в нефтегазовой отрасли, особенно в качестве компрессорных установок на газоперекачивающих станциях.

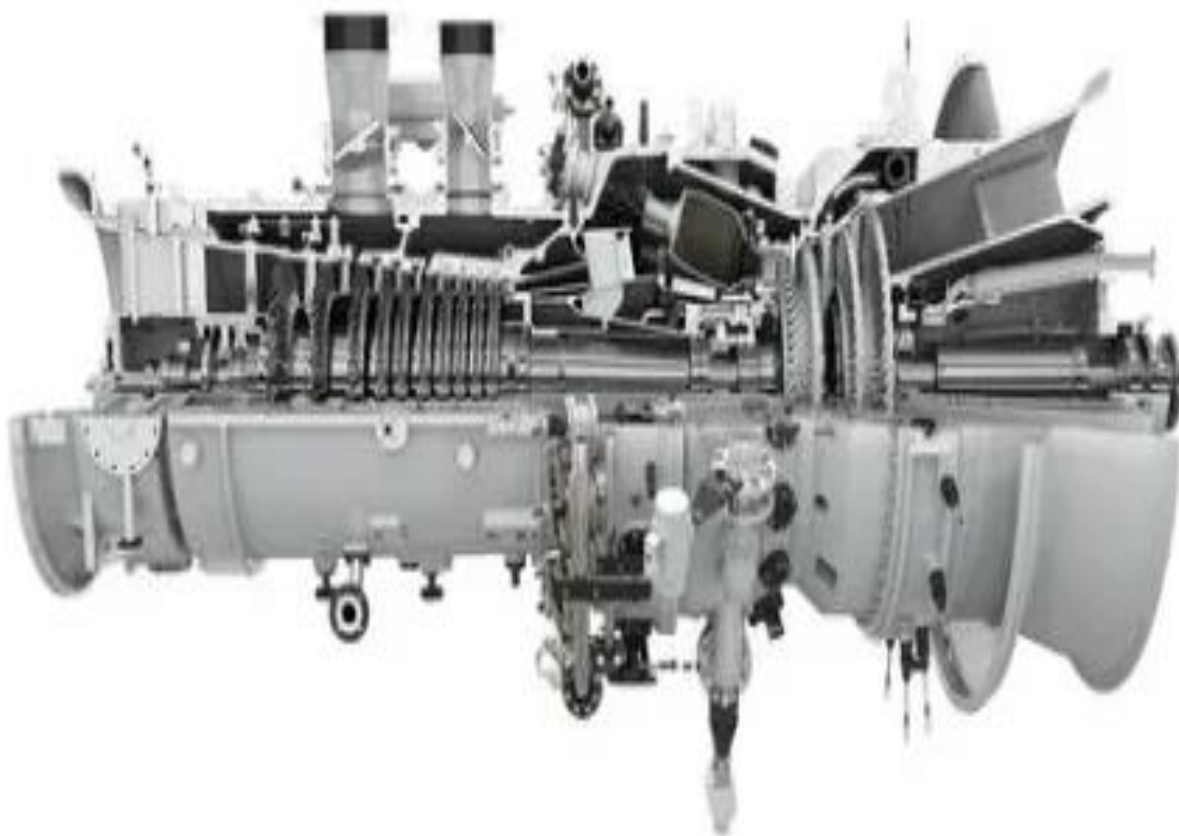


Рисунок 1 – Газовая турбина Siemens SGT-600

1.4 Описание конструкции турбины Siemens SGT-600

Центробежный газоперекачивающий агрегат (ГПА) с турбиной Siemens SGT-600 имеет следующую конструкцию:

– Корпус: корпус ГПА выполнен из специальных металлических сплавов, которые обладают высокой прочностью и устойчивостью к коррозии. Этот корпус размещает все остальные компоненты и защищает их от внешних воздействий.

– Компрессор: Компрессор ГПА при этой конструкции состоит из несколько ступеней, каждая из которых имеет свои лопасти и диски. В процессе прохождения газа через компрессор, его давление увеличивается.

– Камера сгорания: после компрессора газ попадает в камеру сгорания, где происходит смешивание топлива и газа и их зажигание. Мощность газовой турбины зависит от эффективности камеры сгорания.

– Турбина: высокотемпературные газы, образовавшиеся в камере сгорания, направляются в турбину, где они приводят в движение лопасти турбины и газоперекачивающего агрегата, который перекачивает газ по трубопроводу. Турбина также имеет несколько ступеней, каждая из которых имеет свои лопасти и диски.

– Холодильная система: холодильная система включает в себя оборудование для охлаждения газа после камеры сгорания, чтобы увеличить работоспособность турбины и продлить ее срок службы.

– Система управления: все компоненты ГПА управляются автоматической системой управления, которая регулирует скорость вращения турбины и другие параметры работы ГПА в соответствии с требованиями нагрузки и безопасности. Система управления обеспечивает максимальную эффективность работы ГПА и предотвращает различные аварийные ситуации.

– Газоперекачивающий агрегат: газоперекачивающий агрегат устанавливается на выходе из турбины и обеспечивает перекачку газа по трубопроводу. Он состоит из корпуса, ротора и вала, а также подшипников и регуляторов для обеспечения стабильности работы и максимальной эффективности ГПА.

Таким образом, центробежный ГПА с турбиной Siemens SGT-600 является комплексной системой, которая может работать в различных условиях и обеспечивать высокую производительность и эффективность в работе.

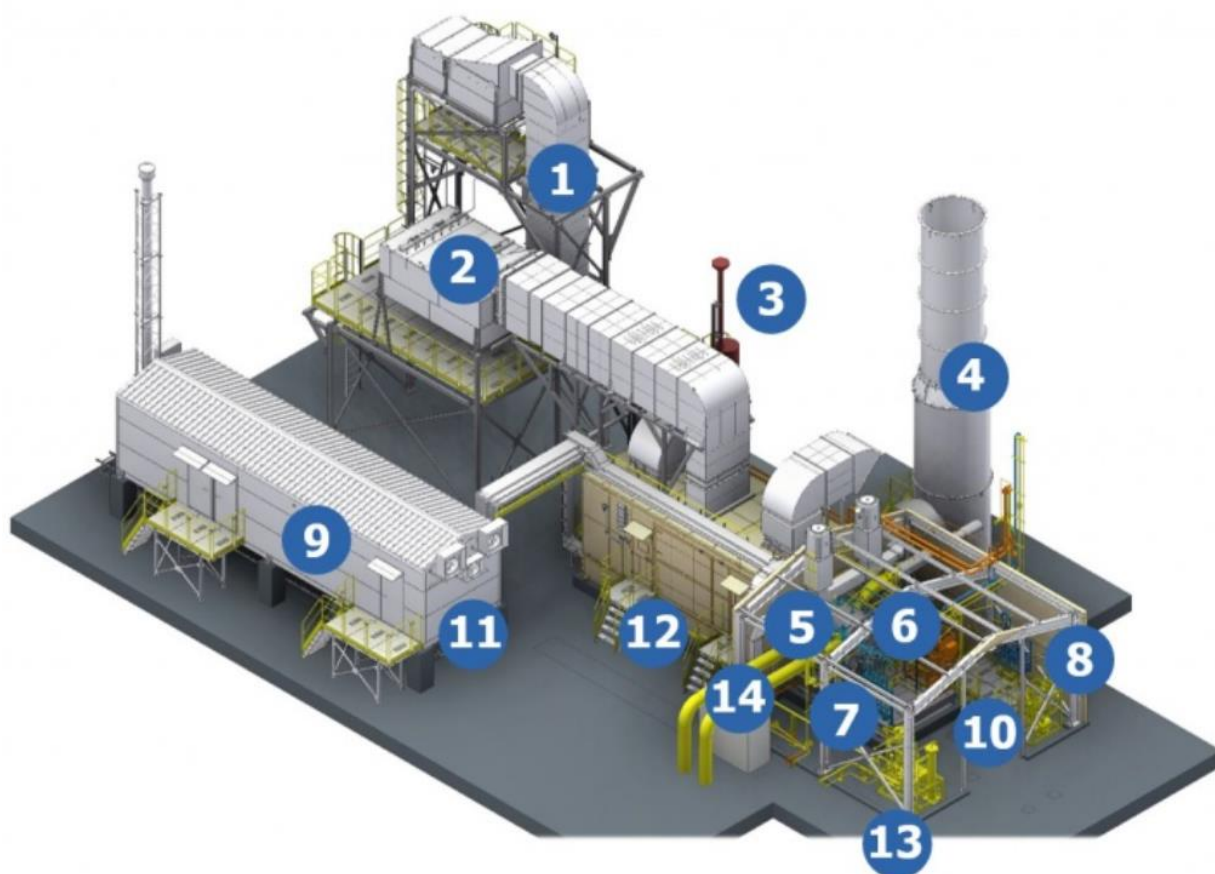


Рисунок 2 – Основные системы и компоненты ГПА:

1 Система обдува привода; 2 Система воздухозаборная; 3 Система суфлирования; 4 Система выхлопа; 5 Блок компрессора; 6 Система маслообеспечения ГТД; 7 Система промывки приточной части ком-ра; 8 Система подготовки разделительного газа; 9 Блок электротехнический; 10 Система подготовки буферного газа; 11 Система пожаротушения; 12 Блок привода с ГТУ; 13 Система подготовки топливного газа; 14 Система контроля газовой магистрали

1.5 Принцип работы центробежного ГПА с турбиной Siemens SGT600

Принцип работы центробежного газоперекачивающего агрегата (ГПА) с турбиной Siemens SGT-600 основан на процессе перекачки газа через компрессор и турбину.

В начале работы газоперекачивающего агрегата газ поступает в компрессор, который пропускает его через несколько ступеней компрессии. Каждая ступень компрессии увеличивает давление газа, что позволяет перекачать его на требуемую высоту.

Далее газ поступает в камеру сгорания, где смешивается с топливом и происходит его зажигание. Высокотемпературные газы, образовавшиеся в

камере сгорания, направляются в турбину, где они приводят в движение лопасти турбины и газоперекачивающего агрегата.

В процессе работы турбина и газоперекачивающий агрегат приводятся во вращение, что обеспечивает перекачку газа по трубопроводу. Холодильная система обеспечивает охлаждение газа после прохождения через камеру сгорания, чтобы увеличить работоспособность турбины и продлить ее срок службы.

Система управления обеспечивает регулировку скорости вращения турбины и других параметров работы ГПА в соответствии с требованиями нагрузки и безопасности.

Таким образом, принцип работы центробежного ГПА с турбиной Siemens SGT-600 основан на процессе компрессии, сжигания топлива, движения турбины и газоперекачивающего агрегата. Все компоненты работают синхронно и автоматически регулируются системой управления.



Рисунок 3 – ГПА с газовой турбиной Siemens SGT-600

1.6 Принцип регулирования и контроля работа Центробежного ГПА

Регулирование и контроль работы центробежного ГПА с турбиной Siemens SGT-600 осуществляется с помощью системы автоматического управления, которая основана на сенсорах, контролях и регулирующих клапанах.

Система управления ГПА регулирует скорость вращения турбины и управляет газоперекачивающим агрегатом для обеспечения требуемого давления и расхода газа в системе. Управление осуществляется через контрольный блок, который считывает информацию о работе системы и принимает решения об изменении режимов работы.

Кроме того, система управления предоставляет данные об уровне давления, температуры газа, скорости вращения турбины, расходе газа и других показателях работы ГПА. Они могут быть отображены на контрольной панели оператора в режиме реального времени для обеспечения мониторинга работоспособности системы.

В случае каких-либо отклонений система автоматически оповестит оператора или примет необходимые меры для аварийного выключения, чтобы предотвратить возможные аварийные ситуации.

Таким образом, принцип регулирования и контроля работы центробежного ГПА с турбиной Siemens SGT-600 основан на системе автоматического управления, которая контролирует работу ГПА при помощи сенсоров и клапанов, обеспечивая требуемый уровень давления и расхода газа в системе. Оператор может мониторить работоспособность системы и принимать необходимые меры при возникновении отклонений.

1.7 КС с центробежными ГПА

Для сжатия больших объемов газа на газопроводах с помощью центробежных нагнетателей достигают подачи до $85 \cdot 10^6$ м³/сут. В отличие от поршневых компрессоров, центробежные нагнетатели имеют ряд преимуществ, таких как компактность и производительность, простоту конструкции, малое количество трущихся деталей и отсутствие возвратно-поступательных движений, которые обеспечивают равномерную подачу газа и лучшие условия автоматизации.

В типичном исполнении, центробежные насосы проектируются в качестве одноступенчатых турбовентиляторов, имеющих продольный подвод газа к рабочему колесу, установленному на консоли. Вращающееся рабочее колесо сообщает газу большую скорость, а затем преобразует кинетическую энергию потока в работу сжатия нагнетаемого газа. Газодинамическая характеристика связывает основные параметры рабочего процесса нагнетателя, такие как подачу, степень сжатия, потребляемую мощность и политропический КПД.

В большинстве компрессорных станций используется два нагнетателя, установленных последовательно, для достижения рациональных степеней сжатия газа. Были созданы также двухступенчатые нагнетатели с полной степенью сжатия, объединяющиеся в одном блоке.

С учётом надёжности работы, эффективности работы при переменной производительности, упрощения технологических и обвязочных схем, выбор между одноступенчатым и двухступенчатым вариантом может быть обоснованным.

Применению двухступенчатых нагнетателей на компрессорных станциях способствует повышение надёжности газоперекачивающих агрегатов, уменьшение объёмов технического обслуживания и ремонтных работ. Установка выходного давления на станции до 7,5 Мпа может снизить суммарную

мощность компрессорных систем на более чем 50 процентов. В последнее время наблюдается введение в эксплуатацию компрессорных устройств с давлением на выходе равным 7,5 Мпа, а затем и 10 Мпа. [3].

Центробежные нагнетатели на газопроводах большой мощности приводятся в движение при помощи газотурбинных установок или электрических двигателей. Но газотурбинная передача имеет определенные плюсы по сравнению с другими видами передач, как, к примеру, менее затруднительную регулируемость производительности и увеличивающуюся мощность в период осени и зимы.

Газотурбинные установки для привода центробежных нагнетателей на компрессорных станциях магистрального газопровода используются чаще всего. По сравнению с другими двигателями, газотурбинные установки имеют более легкий вес на единицу мощности и более надежное удаленное и автоматическое управление. В период похолодания, когда производительность компрессорных станций требует увеличения, газотурбинные системы могут увеличить свою мощность на 10-20 процентов от номинала. [3].

Открытые газотурбинные установки широко используются на станциях компрессора магистральных газопроводов для привода центробежных нагнетателей. Газотурбинные установки имеют невысокую стоимость, потому что создаются на базе простых тепловых схем без промежуточного охлаждения воздуха при сжатии. Также они могут воплощаться в форме одно- или многовальных систем.

Эффективность газотурбинных установок непосредственно связана с возможностью извлечения тепла из отходящих газов. Многие газотурбинные установки имеют системы регенерации, которые значительно сокращают потребление топлива путем рециркуляции тепла. Тепловая схема газоперекачивающего агрегата состоит из осевого компрессора, воздухоподогревателя, камеры сгорания, турбины высокого давления и турбины низкого давления. Турбины, которые запускают нагнетатель, используют продукты сгорания, сформировавшиеся в камере, как свой рабочий элемент. Затем, после прохождения через дымовую трубу, эти продукты сгорания выбрасываются в окружающую среду.

Маслоснабжение компрессорной станции состоит из нескольких индивидуальных систем смазки для каждого агрегата, общестанционной системы хранения и распределения масла. Централизованная система включает в себя большой склад масел, систему маслопроводов и цех регенерации для очистки и переработки использованного масла. Зимой масляные емкости обогреваются горячей водой или паром для нормальной работы.

Индивидуальная система маслоснабжения обеспечивает смазку подшипников агрегатов, создание гидравлических уплотнений и обслуживание других систем. Она состоит из маслоблока с масляным баком, пусковыми и резервными масляными насосами, маслопроводов и ингибиторов. Масло поступает к деталям через главный масляный насос, а пусковой насос используется при запуске. Часть масла также направляется к инжектору насоса

для создания подпора в главном масляном насосе. Другая часть поступает к инжектору смазки для подачи масла под давлением на подшипники и редуктор.

Масло после насосов направляется в гидродинамическую систему регулирования агрегата. Давление поддерживается регулятором, а охлаждение осуществляется через маслоохладители. В случае аварийного снижения давления установлены два резервных насоса с электродвигателями. Системы смазки опорно-упорного подшипника и турбины соединены маслопроводом через обратный клапан для обеспечения надежности в работе. Также имеется специальный центробежный насос – импеллер для выдачи импульсов гидродинамическому регулятору скорости при изменении числа оборотов вала турбины. Его мощность ограничивается дроссельной шайбой для экономии энергии [4].

В камере, где собирается масло, установлен регулятор уровня. При превышении уровня избыток масла сливается в бак-дегазатор через инжектор, который работает под давлением напора масла от винтовых насосов. После процедуры дегазации масло сливается в главный масляный бак номер 10, который оснащен эксгаустером для удаления газов через свечу. В случае выхода из строя насосов или трубопроводов высокого давления, верхний бак, расположенный на высоте 2,5 метра над осью нагнетателя, предотвращает попадание масла в систему в аварийной ситуации. В нормальной работе бак полностью заполнен, а при падении давления в аварийной ситуации обратные клапаны исключают попадание масла в бак системы. Масло поступает на уплотнение с избытком давления, пропорциональным высоте масляного бака над осью нагнетателя ($P=0,02\text{Мпа}$) [3].

Системы охлаждения в газотурбинных газоперекачивающих агрегатах основным образом предназначены для охлаждения масла и смазки подшипников, предельная температура которых обычно не превышает 75 градусов. Основные параметры системы охлаждения зависят от количества тепла, отводимого в охлаждающие сферы, что определяет производительность циркуляционных насосов, выбор диаметра трубопроводов и размеры теплообменников.

На компрессорных станциях широко используются системы водяного охлаждения с градирнями или брызгательными бассейнами. Схема системы охлаждения газоперекачивающих агрегатов с градирнями. Масло охлаждается в масляных холодильниках открытого типа циркуляционной водой, которая подается из градирни насосом и направляется через фильтры 13к холодильникам. Нагретая вода затем подается вверх градирни для охлаждения. В данной схеме также предусмотрено охлаждение газа после нагнетателя в холодильниках.

Большое количество воды расходуется на восполнение потерь от испарения, уноса и продувки, что может загрязнять оборотную воду различными примесями и приводить к загрязнению теплообменников. Однако в настоящее время системы воздушного охлаждения масла становятся все более популярными, так как они позволяют сократить расход воды компрессорной

станции, избежать коррозии и образования отложений в трубопроводах, а также уменьшить размеры водных линий. Эти системы являются простыми, экономичными и легко автоматизируются. При выборе типа оребрения и его геометрических размеров проводится технико-экономический анализ. Можно использовать аппараты воздушного охлаждения разных типов, таких как горизонтальные, зигзагообразные и малопоточные. Газотурбинные перекачивающие агрегаты могут быть обвязаны по двум схемам: двухконтурной, когда масло охлаждается промежуточным теплоносителем в аппаратах воздушного охлаждения, или по схеме непосредственного охлаждения масла в этих аппаратах [3].

Целесообразная скорость воздуха в узком сечении межтрубного пространства составляет около 10-12 м/с.

1.8 Принцип работы и автоматизации ГПА

Энергия для работы нагнетателя поступает от газотурбинной установки, которая включает в себя газогенератор и турбину мощности.

Промежуточный вал соединяет ротор нагнетателя с ротором турбины мощности.

Перед тем, как попасть в осевой компрессор, воздух проходит через воздушный фильтр и трубопровод, источником поступления является газогенератор.

Воздух, сжатый под высоким давлением, направляется в камеру сгорания, где топливная смесь горит при стабильном давлении.

После сгорания, продукты могут направиться на турбину с высоким давлением газогенератора и далее на силовую турбину, а затем отработанные продукты могут выйти наружу через выхлопную трубу.

Для инициирования работы газогенератора на холостом ходу используется газовый пневмодвигатель, который получает газ из специального блока обработки топлива и пускового газа. Этот блок отвечает за обработку топлива и пускового газа, что позволяет помочь пневмодвигателю разогнать газогенератор на нужную скорость. Это гарантирует успешный старт турбинной установки и стабильную работу в заданном режиме.

Проходя через фильтр, данный газ подвергается очистке от механических примесей, после чего его состав разделяется для дальнейшего использования в пусковой и топливной системах газоперекачивающей аппаратуры.

Для достижения необходимой скорости вращения ротора газогенератора (7700 об/мин), установленный перед пусковым пневмодвигателем регулирующий клапан, обеспечивает поддержание давления пускового газа на уровне 1,2 Мпа.

Для предупреждения образования льда на входном направляющем аппарате осевого компрессора и в воздухозаборной камере используется горячий воздух, получаемый от осевого компрессора, который обеспечивает обогрев.

Через клапаны, которые контролируют поток и давление, газ, который был ранее очищен, передается в коллектор топливного газа.

Сигнал, поступающий от щита управления, используется для открытия или закрытия подачи газа в коллектор, а регулятор давления, снижая давление до уровня 1,76 Мпа, регулирует передачу газа. Во время выключения агрегата происходит выпуск отработанного газа из коллектора.

Масляная система используется для смазки движущихся деталей газогенератора..

1.8.1 Система регулирования подачи топлива

Передача топлива контролируется электрогидравлическим клапаном, если мощность двигателя не приводит к перегрузке силовой турбины и частота вращения газогенератора находится ниже 7500 об/мин. Это позволяет поддерживать соответствие между силовой турбиной и подачей топлива.

При недостаточной мощности двигателя для работы с силовой турбиной или если частота вращения газогенератора достигает или превышает 7500 об/мин, создается сигнал управления. Он зависит от информации, получаемой от датчика скорости (частоты вращения) ротора турбины высокого давления.

При регулировании подачи топлива в соответствии с частотой вращения силовой турбины, для создания управляющего сигнала используется коррекция, учитывающая температуру потока газов перед турбиной.

Максимальная выходная мощность двигателя остается постоянной, даже если атмосферные условия изменяются, благодаря использованию температурной коррекции.

1.8.2 Автоматическое управление газотурбинной установкой

Первый режим представляет собой функцию запуска и остановки газотурбинного агрегата, а второй режим – поддержание постоянной скорости вращения вала ТНД при изменении нагрузки.

Существует две различные подсистемы, которые обеспечивают эти два режима: подсистема запуска и блокировки, а также подсистема регулирования.

Некоторые моменты требуют одновременной работы обеих подсистем, которые связаны через регулирующий клапан.

В процессе запуска газотурбинного агрегата с увеличением скорости вращения ротора газогенератора происходит повышение давления воздуха за осевым компрессором и увеличение потока топливного газа.

Для ускорения газогенератора система регулирования подачи топлива использует корректирующий сигнал по давлению воздуха, подаваемого в камеру сгорания ГПА.

Программа ускорения может быть настроена таким образом, чтобы при запуске из горячего состояния время набора частоты вращения до 5000 об/мин

составляло 16 с, а температура продуктов сгорания за турбиной газогенератора ограничивалась на уровне 495 °С.

При нормальном пуске агрегата из холодного состояния система управления временно устанавливает на период прогрева силовой турбины (30 мин) частоту вращения ее ротора, равную примерно 1200 об/мин.

Для ускорения газогенератора используется сигнал по давлению воздуха, который корректирует систему регулирования подачи топлива. Программа ускорения может быть настроена таким образом, чтобы время набора частоты вращения газогенератора с момента зажигания до 5000 об/мин при запуске из горячего состояния составляло 16 с, при этом температуру продуктов сгорания за турбиной ограничивают на уровне 495 °С.

Схема управления во время стандартного запуска агрегата из холодного состояния устанавливает частоту вращения ротора силовой турбины на уровне приблизительно 1200 об/мин в течение 30 минут, чтобы обеспечить ее прогрев. В то же время, частота вращения ротора газогенератора остается на уровне около 3300 об/мин.

Схема управления немедленно увеличивает уставку регулятора частоты вращения ротора силовой турбины с 1200 об/мин до 4400 об/мин, сразу после завершения периода прогрева.

Система управления подачей топлива выполняет несколько функций в разных режимах при запуске агрегата и во время его работы на номинальном режиме. В режиме зажигания она обеспечивает запал газа, при ускорении до частоты вращения на холостом ходу и при приеме нагрузки - обеспечивает топливным газом, а в режиме нагрузки - в соответствии с установленной частотой вращения силовой турбины.

Система также осуществляет ограничение потока топливного газа в рамках допустимых температур газогенератора и силовой турбины, а также устанавливает максимально допустимые частоты вращения роторов газогенератора и силовой турбины.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Назначение компрессорных станций

При перемещении газа по газопроводу от промысла до потребителя возникает сопротивление трубопровода, что приводит к потере давления. Это может негативно повлиять на производительность газопровода и его эффективность.

Для перекачки газа на большие расстояния с минимальными потерями используют компрессорные станции, которые предназначены для сжатия газа и увеличения его давления.

Расположение и расстояние между компрессорными станциями определяются проектом и, как правило, составляют 100-150 км. Перепад давления между станциями зависит от степени сжатия в компрессорах. Давление на выходе компрессора определяет давление в начале участка, а давление на приеме компрессора – на конце участка.

Различная степень сжатия влияет на затраты энергии, которые требуются для сжатия газа в компрессоре, так как избыточный уровень сжатия может привести к дополнительному расходу ресурсов.

При расчетах учитываются все аспекты, чтобы обеспечить наивысшую пропускную способность газопровода при минимальных затратах на эксплуатацию и строительство, учитывая все факторы.

В зависимости от местоположения на трассе газопровода компрессорные станции могут быть головными или промежуточными [5].

Компрессорная станция, которая находится вблизи газового промысла и располагается на начале газопровода в направлении потока газа, называется головной (ГКС), а остальные компрессорные станции на газопроводе будут являться промежуточными (КС).

При расчетах учитываются все аспекты, чтобы обеспечить наивысшую пропускную способность газопровода при минимальных затратах на эксплуатацию и строительство, учитывая все факторы.

В зависимости от местоположения на трассе газопровода компрессорные станции могут быть головными или промежуточными. Компрессорная станция, которая находится вблизи газового промысла и располагается на начале газопровода в направлении потока газа, называется головной (ГКС), а остальные компрессорные станции на газопроводе будут являться промежуточными (КС).

Газ, используемый в газопроводах ГКС, поступает от источника его добычи или производства. В случае чистых газовых месторождений давление газа на выходе из скважин обычно настолько высоко, что он может подаваться на приём ГКС без использования дополнительного давления. Однако после длительной эксплуатации таких месторождений может возникнуть необходимость в установке подпорных КС, которые обеспечивают доставку газа на приём ГКС с нужным давлением.

При нефтяных месторождениях газ находится в растворенном состоянии в сочетании с нефтью. После добычи нефти из скважин газ отделяется в специальных сепараторах с сохранением низкого давления. Для сбора попутного газа на нефтяных месторождениях устанавливаются промышленные компрессорные станции, которые соединяются с системами нефтяных скважин. Эти станции направляют газ на газобензиновый завод для фракционирования и выделения ценных компонентов, таких как бутан и пропан. После этого газ направляется на приём ГКС газопровода.

Головная компрессорная станция находится рядом с заводами, занимающимися производством газа, таких как сланцеперерабатывающие и коксогазовые заводы. Основные технологические процессы на компрессорных станциях магистральных газопроводов включают фильтрацию газа с целью удаления пыли, сжатие и охлаждение газа. Кроме того, на этих станциях производится обезвоживание газа, а в присутствии сероводорода газ освобождается от серы специальной очисткой.

Основная цель процесса обезвоживания заключается в извлечении влаги из газа. Газ, поступающий из скважин при температуре 10-20° С, содержит большое количество водяных паров. Если не удалить влагу из газа, при его охлаждении в холодное время в газопроводе образуется конденсат. В зимний период это может привести к образованию льдов внутри газопровода в местах, где грунт замерзает, что приводит к образованию препятствий для перемещения газа [5]

Присутствие воды в газопроводе при высоком давлении и низких температурах приводит к местной засоренности газопровода ледяными пробками из кристаллогидратов.

Наличие сероводорода в газе представляет собой опасную примесь. В случае наличия влаги, это может вызвать повышенную коррозию труб и оборудования. Концентрация сероводорода в газе, который передается по магистральному газопроводу, не должна превышать 2 г на 100 м газа.

Для достижения нужной состояния газ проходит через установку удаления серы на территории компрессорной станции. Удаление пыли из газа имеет важное значение для защиты оборудования на станции от преждевременного износа. Системы для удаления пыли, такие как пылеуловители, применяются для этой цели. В этих системах направление газа резко изменяется, и взвешенные твердые частицы оседают и удаляются за счет масла [5].

2.2 Технологическая схема компрессорной станции с газотурбинным приводом

Для каждой компрессорной станции технологическая структура зависит от типа монтажа имеющегося оборудования, количества групп агрегатов и пропускной способности магистрального газопровода. Несмотря на это, все

компрессорные станции имеют общие узлы, такие как: прием, регулирование и замер газа, очистка газа на входе КС, компримирование газа, охлаждение газа, маслохозяйство, циркуляцию воды и энергоснабжение [5].

На всех компрессорных станциях основное и вспомогательное оборудование соединяются трубопроводной сетью. Необходима сложная система трубопроводов для подключения газоперекачивающего оборудования, в которой должна быть установлена запорная, регулирующая и предохранительная арматура.

Компрессорный цех, оснащенный газотурбинным оборудованием, состоит из двух залов: машины и нагнетателей, которые отделены друг от друга герметичной металлической диафрагмой. В зале нагнетателей установлены фундаментные центробежные нагнетатели, а ниже уровня фундамента находятся всасывающие и нагнетательные газопроводы, а также кран-балка грузоподъемностью от 2 до 5 тонн. В машинном зале, на уровне нагнетателей, установлена газотурбинная установка, оснащенная осевым воздушным компрессором, турбинами высокого и низкого давления, камерой сгорания, маслобаком, газоходами и воздухопроводами. За стенами компрессорного цеха расположены дымоходы.

По периметру цеха проложены каналы масляных трубопроводов, трубопроводы охлаждающей воды, топлива, пускового и импульсного газа, к которым каждая газотурбинная установка подключается через отводные трубопроводы. В машинном зале имеется мостовой кран грузоподъемностью до 20 тонн для проведения монтажных и ремонтных работ. На рисунке 4 представлена схема обвязки технологического газа, используемого в газотурбинном приводе компрессорной станции. Газ поступает в масляные пылеуловители через кран номер 7, чтобы очистить его от механических примесей и влаги [10].

В газопроводной сети общей станции предусмотрены системы пылеулавливания номер 2, маслоуловители номер 3 и маслосборники номер 4. Обвязка газопроводов включает в себя отсечные краны номер 1 и номер 2, проходной кран номер 3, загрузочный кран номер 4 и другие. Проходной кран номер 3 используется только при выключенном газотурбинном агрегате для перепуска газа мимо неработающего нагнетателя. Загрузочный кран номер 4 также используется для продувки нагнетателя через свечу, на которой установлен кран номер 5. При запуске агрегата, малый контур заполняется газом через кран М4.

Существует перемычка между приемным и нагнетательным шлейфами, оснащенная кранами Лё 6, ба, Д, бр и Бар, которые позволяют создать пусковой контур обвязки газопроводов на КС. Управление кранами может быть автоматическим или ручным. Кран Д выполняет функцию дросселя, сечение которого регулируется вручную для установления требуемой степени сжатия (повышения давления) в группе нагнетателей.

Для управления кранами номер 1, номер 2, номер 3, номер 4, номер 5 и номер 3б для постепенного открывания и закрывания применяются

гидроприставки. Кран номер 3б используется для перепуска газа с выхода на вход нагнетателя (малый контур) при запуске и остановке агрегата [10].

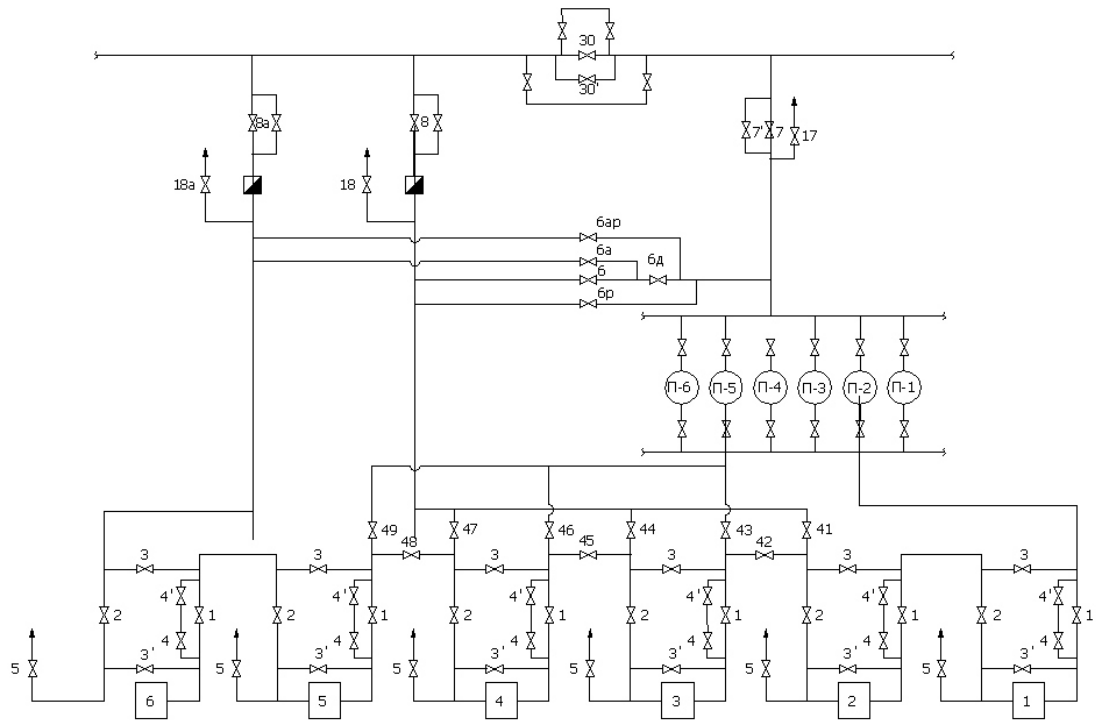


Рисунок 4 – Схема обвязки коммуникаций технологического газа

Краны номер 6 и номер ба используются для удаленного управления производительностью компрессорной станции (КС). Один из этих кранов также открывается автоматически по сигналу автоматической защиты, если произошла неисправность агрегата, находящегося в группе нагнетателей, последовательно включенных в работу. Краны Л бр и Бар используются для антипомпажного регулирования КС путем перепуска газа на вход со стороны нагнетателя [10].

Клапаны, расположенные перед кранами номер 8 и номер 3а, предотвращают обратный поток технологического газа от нагнетателя при переключении Центральной Станции на режим пуска. Подключение Центральной Станции с другим количеством агрегатов имеет такую же схему, как и описанную ранее. В газотурбинной ЦС коммуникации делятся на трубопроводы технологического, топливного, пускового, импульсного и бытового газа.

Технологические газопроводы используются для перевозки газа внутри КС. В состав общей сети трубопроводов технологической коммуникации входят установки, которые предназначены для очистки газа от пыли, холодильники, маслоуловители, маслосборники и запорная арматура. Пылеуловитель масляного типа служит для фильтрации газа от механических примесей и влаги. Для конечной очистки газа от мелких частиц пыли и масла рекомендуется использовать скруббер (шаровой пылеуловитель).

Удаление загрязненного масла, шлама и заправка пылеуловителя свежим маслом выполняются без отключения агрегата.

Для подачи топливного газа в камеры сгорания ГТУ используется коммуникация топливного газа, которая может быть подключена либо к магистральному газопроводу, либо к технологической коммуникации. Для снижения давления топливного газа на КС установлен редуктор с автоматическим управлением, который оснащен двумя параллельно работающими регуляторами давления, расходомерами и маслосепараторами. У каждой газотурбинной установки есть отдельная система по топливному газу, которая не зависит от газового коллектора [10].

Для отбора газа, необходимого для запуска ГТУ, используется коммуникация пускового газа. Отбор газа для запуска пусковой турбины турбодетандера осуществляется также, как и отбор топливного газа на пункте редуцирования.

Система снабжения маслом предназначена для подачи масла в подшипники агрегата, гидравлические уплотнения нагнетателя, аппараты и приборы, которые используются для регулирования и защиты ГТУ. Давление, с которым масло поступает в агрегат, зависит от его назначения.

Маслохозяйство КС включает баки для хранения турбинного и солярового масел, установки для регенерации турбинного масла, насосы, маслоотделители и другие приспособления.

Системы охлаждения, используемые для турбинного масла ГПА, должны соответствовать инструкциям по эксплуатации агрегатов и поддерживать температуру в пределах 35-50 °С. На компрессорных станциях используются различные типы градирен – капельные с искусственной вентиляцией, капельные противоточные, открытые, одно- или многосекционные. Они обеспечивают охлаждение воды, поступающей из маслоохладителей, а также охлаждение водой технологического газа. Циркуляционная вода охлаждается путем прохождения через систему трубопроводов, запорной и предохранительной арматуры, фильтров и других элементов [27].

После охлаждения, вода скапливается в специальном резервуаре и бассейне, откуда забирается циркуляционными насосами. Для оптимизации процесса охлаждения, сверху градирни могут быть установлены вентиляторы, которые создают поток воздуха сверху вниз.

На компрессорных станциях (КС) используют аппараты воздушного охлаждения для двух целей: первая – прямое охлаждение турбинного масла, вторая – охлаждение циркуляционной воды, которая служит промежуточным теплоносителем. Если температура окружающей среды низкая, то вместо воды в контуре используется антифриз.

Аппараты воздушного охлаждения состоят из теплообменников, где циркулирует масло, вода или антифриз, и вентиляторов, которые электрически приводятся в движение через редукторы или ременные передачи. Лопasti вентилятора могут быть поворотными, а на входе и выходе из аппарата могут быть установлены жалюзийные решетки для регулирования расхода воздуха.

Аппараты размещаются на открытом воздухе или в специальных помещениях рядом со зданием компрессорного цеха.

Система пожаробезопасности в компрессорном цехе предназначена для обнаружения и тушения возможных очагов загорания. Система может автоматически или управляемо подавать воду, пену или углекислый газ в очаг пожара.

Для этого используется общецеховая система пенного пожаротушения, которая включает автоматические средства обнаружения пожара и систему пожаротушения для каждого агрегата отдельно. Кроме того, в систему пожаробезопасности входит пожарное водоснабжение, щиты с противопожарным инвентарем, пожарные краны, пенные и углекислотные огнетушители, ящики с песком и другие противопожарные средства, соответствующие нормам и правилам противопожарной охраны. Важную роль играют также средства связи и сигнализации, которые используются для вызова пожарной команды и сбора добровольной пожарной дружины. Сменный персонал цеха осуществляет постоянный надзор за средствами пожаротушения и пожарной сигнализацией [27].

Система электроснабжения компрессорного цеха обеспечивает электроэнергией как основное, так и вспомогательное оборудование. Система состоит из двух частей: первая - это система переменного тока, которая призвана обеспечить привод электродвигателей, энергопитание контрольно-измерительных приборов, автоматического управления, освещения и других необходимых целей; вторая - это система постоянного тока, необходимая для обеспечения работоспособности резервных маслососов турбины, питания цепей релейной защиты и электроавтоматики, контрольно-измерительных приборов, устройств и аварийного освещения..

Техническое обслуживание системы электроснабжения производится персоналом службы энергоснабжения в соответствии с правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии [10].

Система электроснабжения компрессорного цеха обеспечивает электроэнергией как основное, так и вспомогательное оборудование. Эта система состоит из двух частей: системы переменного тока, которая используется для привода электродвигателей, питания контрольно-измерительных приборов, автоматического управления агрегатом, освещения и других нужд, а также системы постоянного тока, которая служит для привода резервных маслососов турбины, питания цепей релейной защиты и электроавтоматики, схемы контрольно-измерительных приборов и автоматики, приборов, устройств и аварийного освещения.

Техническое обслуживание системы электроснабжения производится персоналом службы энергоснабжения в соответствии с правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии.

Данная система, включающая вентиляцию, кондиционирование и отопление, была разработана для поддержания оптимальных параметров воздушной среды в помещениях компрессорного цеха.

Для соответствия действующим санитарным и технологическим нормам, система состоит из нескольких компонентов: естественная вентиляция присутствует во всех помещениях кроме аккумуляторной, приточно-вытяжная вентиляция используется в аккумуляторной и химической лаборатории, приточно-отопительная вентиляция присутствует в машинном зале и галерее нагнетателей, аварийно-вытяжная вентиляция находится в галерее нагнетателей, а вытяжная вентиляция используется в помещениях регенерации масел, механической мастерской и диспетчерской. Кроме того, система также включает установки кондиционирования воздуха, отопительно-рециркуляционные агрегаты и отопительные батареи с теплосетью.

В химической лаборатории помимо общей приточно-вытяжной вентиляции, рабочие помещения также оснащены местной вытяжной вентиляцией. Для аварийных ситуаций предусмотрена вентиляция, которая обеспечивает 8-кратный воздухообмен и включается автоматически при обнаружении газа в воздухе в количестве до 1 процента с помощью газанализаторов-сигнализаторов. Обычно за эксплуатацию вентиляционных установок отвечают работники службы энергоснабжения. [10]

Тепло для системы отопления компрессорного цеха может поступать из различных источников, таких как водогрейные и паровые котельные, а также утилизационные теплообменники, устанавливаемые на выхлопе газотурбинных установок ГПА.

Для обеспечения необходимых условий при работе оборудования компрессорного цеха, выполнения регулировок системы, проверки охлаждающих систем ГПА, производства ремонтных работ и подачи воздуха к пневматическим механизмам и контрольно-измерительным приборам, требуется установить определенную воздушную подачу и давление. Эти параметры обеспечиваются системой сжатого воздуха. Система включает компрессор, отбор воздуха за каждым ГПА, коллектор, трубопроводы, запорную арматуру и ресиверы.

В системе также предусмотрены отборы для подключения в зоне каждого турбоагрегата, и на линиях отбора воздуха от компрессоров устанавливаются обратные клапаны. Компрессор собственных нужд обслуживается в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.

Технологические схемы компрессорного цеха имеют свои особенности. Цех, оборудованный неполнонапорными ГПА типового состава, как правило, включает пять агрегатов, формирующих две рабочие группы, один из которых является резервным. Одной из особенностей таких схем является применение группы режимных кранов номер 51-номер 56 на технологической обвязке ГПА II, III, IV.

Согласно расчетной схеме работы, агрегаты I и II совместно образуют первую группу, а агрегаты IV и V - вторую группу. Они функционируют параллельно и обладают своими всасывающими и нагнетательными кранами. Агрегат III является запасным и может быть включен в первую или вторую группу посредством управляющих кранов.

В цехе с полнонапорными ЦБН количество ГПА зависит от типа и мощности приводного двигателя и может составлять от трех до шести. Технологическая схема для такого цеха почти идентична схеме для цеха с неполнонапорными ГПА. Отличие заключается только в количестве параллельно установленных ГПА и числе всасывающих и нагнетательных шлейфов [10].

2.3 Автоматизация газоперекачивающего агрегата ГПА

В цехе компрессорной станции «Бектыбаево» установлена система автоматического управления и регулирования (САУР), разработанная на основе программных и технических средств «Series 5» компании «Compressor Controls Corporation» (ССС).

Система автоматизированного управления и регулирования ГПА представляет собой информационно-управляющую систему, которая осуществляет контроль и управление газоперекачивающим агрегатом, используемым на газоперекачивающей станции. Эта система включает различное оборудование, такое как комплекс средств контроля и управления, станцию контроля и управления, комплект датчиков, регулирующий клапан и кран с сервоприводами, программное обеспечение, документацию и другое.

Целью САУР ГПА является автоматизация работы газотурбинной установки и обеспечение антипомпажного регулирования ГПА на разных режимах работы. Для этого система выполняет управление газотурбинной установкой, обрабатывает и выдает аналоговые и дискретные сигналы в соответствии с заданными алгоритмами функционирования, гальванически разделяет управляющие цепи и цепи датчиков и исполнительных механизмов, а также выполняет преобразование измеряемых физических величин в соответствующие значения. Система также передает информацию на средства отображения и регистрации через стандартные интерфейсы типа RS-422/RS-485, Ethernet, ProfiBus.

2.3.1 Функции САУР ГПА

Функции, обеспечиваемые САУР ГПА, можно разделить на три группы: функции управления, регулирования и информационные функции.

2.3.2 Функции управления

Среди функций логического управления и защиты, можно выделить следующие:

- Снятие запретов на работу защит при остановленном агрегате для проверки перед пуском ГПА;
- Автоматическая проверка готовности к пуску;

- Автоматическая защита ГПА по технологическим параметрам;
- Автоматический пуск по команде оператора с выводом на режимы «Кольцо» или «Магистраль»;
- Автоматический пуск по команде оператора с заполненным контуром нагнетателя;
- Автоматический перевод между режимами работы;
- Управление режимами работы по командам оператора;
- Нормальный и аварийный остановы;
- Экстренный аварийный останов ГПА;
- Автоматический перезапуск вспомогательных механизмов;
- Дистанционное управление оборудованием;
- Запрет выполнения команд оператора при автоматическом режиме;
- Управление отладочными режимами;
- Автоматическая перестановка кранов газовой обвязки;
- Взаимодействие со системами пенного пожаротушения, контроля загазованности.

2.3.4 Функции антипомпажного регулирования и защиты нагнетателя

Помпаж происходит, когда энергия, передаваемая газовому потоку лопатками рабочего колеса, не достаточна для преодоления сопротивления нагнетателя, особенно при работе на малых расходах. Этот процесс является нестационарным и проявляется в обратном течении газа через рабочее колесо.

Для предотвращения помпажа на центробежном компрессоре используется система противопомпажной защиты, которая регулирует параметры компрессора (давление и расход газа до и после компрессора), чтобы избежать приближения рабочей точки к границе помпажа. Система управления автоматически открывает антипомпажный клапан и сбрасывает часть газа на вход компрессора, чтобы предотвратить дальнейшее уменьшение минимального расхода через нагнетатель.

2.4 Описание аппаратной реализации САУР ГПА

2.4.1 Схема взаимодействия программно-аппаратных модулей

Рисунок 5 показывает наиболее распространенный вариант взаимодействия функциональных программных модулей САУР.

Таблица 2.1 содержит сокращенный список сигналов, которые используются в обмене между функциональными модулями.

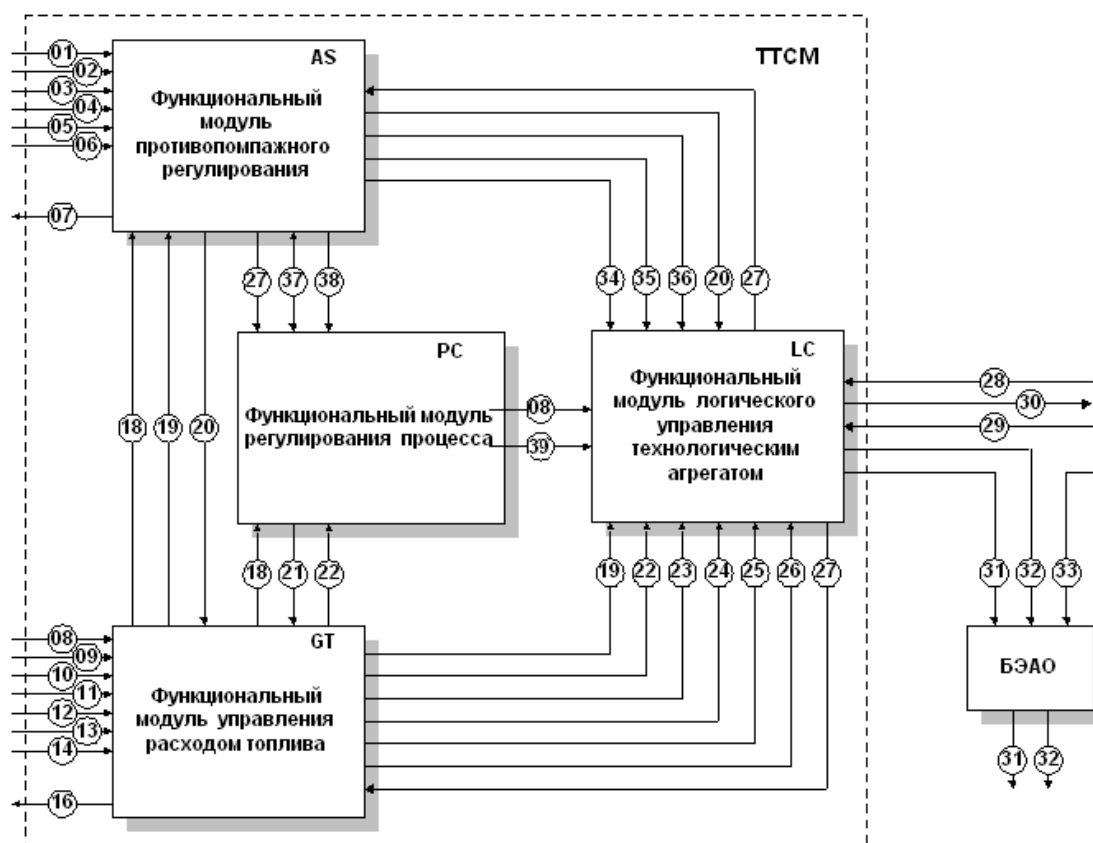


Рисунок 5 – Структурная схема взаимодействия функциональных программных модулей

Таблица 2.1 – Пример организации обмена между модулями

№ входа	Сигнал
1	Давление на всасывании нагнетателя
2	Давление в нагнетании нагнетателя
3	Температура на всасывании нагнетателя
4	Температура в нагнетании нагнетателя
5	Перепад давления на конфузоре нагнетателя
6	Положение АПК
7	Управление АПК
8	Частота вращения СТ
9	Частота вращения ТВД
10	Частота вращения ТНД
11	Температура продуктов сгорания
12	Давление воздуха за КВД
13	Температура наружного воздуха
14	Положение топливного регулирующего клапана
15	Резерв

16	Управление топливным регулирующим клапаном
17	Резерв
18	Передача сигнала по частоте вращения СТ
19	Сигнал аварийного останова
20	Помпаж
21	Дистанционное задание частоты вращения СТ
22	Статус функционального модуля GT
23	Передача сигналов по частоте вращения СТ, ТВД, ТНД
24	Передача сигналов по температуре продуктов сгорания
25	Передача сигналов по давлению КВД
26	Передача сигналов по положению топливного регулирующего клапана
27	Сигналы по управлению модулями GT, PC
28	Аналоговые и дискретные датчики ГПА, используемые в алгоритмах управления
29	Дискретные датчики положения кранов и ИМ ГПА
30	Управление вспомогательными ИМ ГПА
31	Управление стопорным клапаном
32	Управление крановой обвязкой ГПА
33	Команда оператора на экстренный аварийный останов
34	Передача сигналов по давлению на входе и выходе нагнетателя
35	Передача сигналов по положению АПК
36	Статус функционального модуля AS
37	Упреждающие сигналы связанных контуров регулирования AS и PC
38	Расстояние между рабочей точкой нагнетателя и линией настройки антипомпажного регулятора
39	Статус функционального модуля PC

2.4.2 Функциональная схема автоматизации ГПА

Приложение А демонстрирует функциональную схему автоматизации газоперекачивающей установки, в которой контроль и сигнализация осуществляются по большому числу параметров.

В состав системы, предназначенной для предотвращения аварийных ситуаций и обеспечения надежной защиты, входят наиболее важные параметры: температура подшипников компрессора, давление топливного газа, давление газа на входе и выходе компрессора, температура газа на входе и выходе компрессора, частота вращения валов ТВД, ТНД, СТ, перепад давления на конфузоре нагнетателя, перепад давления между газом и маслом уплотнения в полости нагнетателя, осевой сдвиг ротора нагнетателя, вибрация подшипников двигателя и нагнетателя, температура продуктов сгорания. Объем перекачиваемого газа в нагнетателе зависит от степени сжатия, которая, в свою очередь, зависит от оборотов двигателя. Для измерения частоты вращения валов используются датчики частоты вращения типа «ДЧВ-2500А», установленные на

ТВД, ТНД и СТ (позиции 12, 16, 29). Сигналы, преобразованные в унифицированный формат (4-20 мА), поступают на вход модуля управления расходом топлива платы ТТСМ, который регулирует степень открытия топливного регулирующего клапана.

Основной целью топливного регулирующего клапана является стабилизация частоты вращения силовой турбины на определенном уровне путем изменения расхода топлива. Измерение скорости вращения валов ТВД и ТНД помогает определить степень загрузки агрегата и предотвратить работу на неприемлемых оборотах. Для поддержания необходимого соотношения топливо/воздух в камере сгорания также важно измерять температуру выхлопных газов на выходе из газогенератора. Использование преобразователя термоэлектрического типа помогает избежать тепловых деформаций частей турбины, которые могут привести к понижению прочности материала.

Измерение давления технологического газа на входе и выходе нагнетателя осуществляется датчиком давления типа «Honeywell STD97L», что позволяет предотвращать помпаж нагнетателя на всех режимах работы агрегата. Кроме того, система уплотнения вала нагнетателя является необходимой для поддержания герметичности газовых полостей и предотвращения выброса газа в машинный зал. Защита по перепаду давления между газом и маслом уплотнения в полости нагнетателя (позиция 1) осуществляется с помощью преобразователя измерительного разности давлений типа «Honeywell STD924» [6].

Повреждения опорных и упорных подшипников турбоустановок могут привести к долгим простоям турбин в процессе эксплуатации. Отслеживание температуры этих подшипников с помощью специально установленных показывающих или регистрирующих приборов является необходимым. Для защиты заднего и упорного подшипников нагнетателя от повышения температуры используются термометры сопротивления типа «ТСПУ 205», установленные на вкладышах упорных подшипников. Причинами повышения температуры таких подшипников могут быть снижение расхода масла, засорение дроссельных шайб на подводящих маслопроводах и снижение давления масла за маслоохладителями. Если температура превышает 80 °С, происходит аварийная остановка ГПА из-за выплавления рабочей поверхности подшипников.

Сигнал по расходу является одним из важных параметров системы управления. Он используется для алгоритмов антипомпажной защиты и распределения нагрузки между агрегатами. Для измерения расхода газа используются конфузоры, которые создают местный перепад давления. Датчики преобразуют этот перепад давления в нормированный электрический выходной сигнал, который поступает на функциональный модуль противопомпажного регулирования.

Температура газа на входе и выходе нагнетателя, а также температура воздуха на входе в КНД измеряется с помощью термометров сопротивления марки ТСПУ. Эти данные используются для контроля аварийной ситуации, когда повышение температуры на выходе нагнетателя может разогреть изоляцию трубы. Давление воздуха за осевым компрессором также является важным

параметром, используемым для контроля соотношения топливо/воздух в камере сгорания. Измерение давления осуществляется с помощью датчика Honeywell STD97L, а унифицированный сигнал поступает на модуль управления расходом топлива. Контроль осевого сдвига ротора и вибрации газогенератора и силовой турбины необходим для предотвращения разрушения конструкции агрегата. [6]

Для автоматизации работы газоперекачивающего агрегата используются различные приборы, которые перечислены в таблице 2.2

Таблица 2.2 – Приборы, используемые для автоматизации ГПА

Позиционное обозначение	Наименование	Кол-во
1, 7, 17, 27, 18-2, 28-2	Датчик перепада давления HW STD924 – E1G – 00000	6
2, 3, 5, 6, 10, 11, 24, 25	Термопреобразователь сопротивления ТСПУ 205	8
4	Датчик разряжения Метран-100-ДВ	1
8, 19, 22, 23, 26, 33	Датчик давления HW STD97L – E1G – 00000	6
9, 31	Датчик абсолютной вибрации МВ-46	2
12, 16, 29	Датчик частоты вращения ДЧВ-2500А	3
13	Преобразователь термоэлектрический ТХАУ 002-01.17	1
14, 15, 20, 21, 30	Датчик вихретоковый ВД-16	5
18-1,28-1	Устройство сужающее УСБ100-6,4-ХЛ2	2
32, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43	Кран соленоидный	8
34	Клапан топливный регулирующий «АМОТ»	1
35	Прибор контроля пламени «Пламя»	1
36	Клапан антипомпажный «Mokveld»	1

Система защиты газовой турбины (ГПА) обеспечивает безопасность агрегата при пуске, остановке и в процессе работы, включая защиту от аварийных ситуаций. Эта система действует независимо от системы управления и использует различные защитные устройства, такие как защита по давлению масла смазки, которая предотвращает разрушение подшипников ГПА при понижении давления ниже заданного уровня. Эта защита измеряет давление масла с помощью электроконтактных манометров, имеющих две контактные группы для уставок.

При падении давления ниже заданного уровня одна из групп замыкается и агрегат автоматически останавливается для предотвращения повреждения. Вся система защиты ГПА призвана предотвратить повреждение агрегата и обеспечить безопасность обслуживающего персонала в случае возникновения аварийных состояний.

Система защиты от тушения факела выполняет две функции.

Во время нормального запуска фотореле, оснащенные светочувствительными элементами, обнаруживают пламя в камере сгорания, и это позволяет продолжить последовательность запуска агрегата.

Если пламя не обнаруживается, система автоматически прекращает подачу топливного газа, чтобы исключить возможность его скопления в турбине и возможного взрыва..

Если пламя срывается во время работы, топливный газ аварийно перестает подаваться, чтобы исключить возможность поступления несгоревшего топлива в турбину и предотвратить возможное зажигание.

Система защиты от осевого сдвига роторов предотвращает их задевание за неподвижные детали агрегата и возможное разрушение узлов.

Система защиты от протечек газа использует регулятор перепада давления, чтобы поддерживать разность давления между маслом и газом в полости нагнетателя. Если температура газа превысит установленные пределы, система защиты от превышения температуры газа срабатывает и включает звуковые и световые сигналы для предупреждения оператора. Если температура продолжает расти, система автоматически останавливает агрегат.

Для предотвращения возможных повреждений газовой турбины, вызванных превышением максимальной частоты вращения ТНД и ТВД валов, применяется система защиты, которая дает предупредительные и аварийные сигналы при превышении допустимой температуры подшипников, предотвращая возможное разрушение подшипников и уменьшение уровня вибрации. [6].

Для защиты агрегата от повышенной вибрации устанавливаются датчики на корпусах подшипников ГПА. Это необходимо для предотвращения нарушения условий смазки и разрушения подшипников, а также задевания вращающихся деталей в проточной части. Система имеет два уровня вибрации: при достижении первого уровня включается предупредительная сигнализация, а при достижении второго – срабатывает аварийная сигнализация, и агрегат останавливается. Полное описание защит ГПА можно найти в таблице 2.3

Таблица 2.3 – Защиты ГПА

№ сценария	Позиционное обозначение по ФСА	Условие срабатывания	Действие защиты

1	GE 21	Превышение вибрации ЗОН (гор) выше 115 мкм	Закрытие стопорного клапана
2	GE 14	Превышение осевого сдвига Н выше $\pm 0,8$ мм.	Закрытие стопорного клапана
3	GE 15	Превышение вибрации ПОН (вер) выше 115 мкм.	Закрытие стопорного клапана
4	SE 16	Уровень частоты вращения СТ превышает 5100 об/мин.	Частичное закрытие ТРК
5	SE 29	Превышение частоты вращения ТНД выше 5800 об/мин	Частичное закрытие ТРК
6	SE 12	Превышение частоты вращения ТВД выше 7900 об/мин	Частичное закрытие ТРК
7	GE 31	Превышение вибрации ГГ выше 55 мм/с.	Закрытие стопорного клапана
8	GE 9	Превышение абсолютной вибрации СТ выше 45 мм/с	Закрытие стопорного клапана
9	GE 30	Превышение вибрации ПОН (гор) выше 115 мкм.	Закрытие стопорного клапана
10	GE 20	Превышение уровня вибраций в зоне (вертикальном направлении) превышает 115 микрометров.	Закрытие стопорного клапана
11	PDT 1	Перепад давления между газом и маслом в уплотнении снижается на значение менее 0,05 Мпа.	Закрытие стопорного клапана, 12 крана, открытие 9 крана
12	FE 28-1	Перепад давления на конфузоре Н снижается на значение менее 0,05 Мпа.	Открытие крана бр
13	ТТ 2	Температура заднего подшипника Н превышает 70 °С.	Закрытие стопорного клапана
14	РТ 23	Выходное давление газа нагнетателя превышает 7,3 Мпа.	Открытие крана бр

15	ТТ 10	Температура упорного подшипника нагнетателя превышает 70 °С.	Закрытие стопорного клапана
16	ТЕ 13	Температура отходящих газов превышает 650 °С.	Частичное закрытие ТРК
17	ВА 35	Камера сгорания не содержит пламени.	Закрытие ТРК, стопорного клапана

Примечание: гор. – горизонтальный; вер. – вертикальный [6].

2.4.3 Основные технические средства измерения и контроля

2.4.3.1 Топливный контроллер для газовых турбин

Задача регуляторного клапана топливной системы заключается в изменении потока топлива для поддержания стабильной частоты вращения силовой турбины на определенном уровне. Количество рабочей среды, проходящей через компрессор, зависит от частоты вращения и установленного давления на стороне нагнетания. Для поддержания постоянного давления используется схема каскадного регулирования, которая связывает давление с частотой вращения и изменяет расход топлива. Это позволяет турбине генерировать необходимую мощность для сжатия требуемого количества газа в зависимости от процесса.

Топливный клапан оснащен поворотным механизмом, который позволяет регулировать расход топлива в любом режиме работы агрегата, от зажигания до полной мощности. Корпус клапана рассчитан на избыточное давление в 10 Мпа. Механизм исполнения, как правило, составлен из шагового электродвигателя с использованием за 250 миллисекунд.

Для получения обратной связи о положении используется цифровой датчик положения [7].

Исполнительный механизм регулирует положение рабочего органа на основе сигналов, передаваемых в диапазоне 4-20 мА. Сигнал преобразуется в 12-разрядную величину, которая используется для сравнения текущего и требуемого положений рабочего органа. Рассогласование определяется как разница между этими положениями. Затем система управления вычисляет необходимое количество шагов для перемещения рабочего органа в требуемое положение и запускает перемещение. Конструкция клапана предусматривает «замораживание» его состояния в случае сбоя источника питания или достижения заданного значения управляющего сигнала.

Контроллер совместно с поворотным топливным клапаном работает в эксплуатационном режиме (см. рисунок 7). При подаче питания система

стремится уменьшить рассогласование между текущим положением рабочего органа клапана и уставкой. В нормальном режиме работы контроллер действует на уменьшение любого рассогласования между заданным положением через уставку и текущим положением рабочего органа [7].

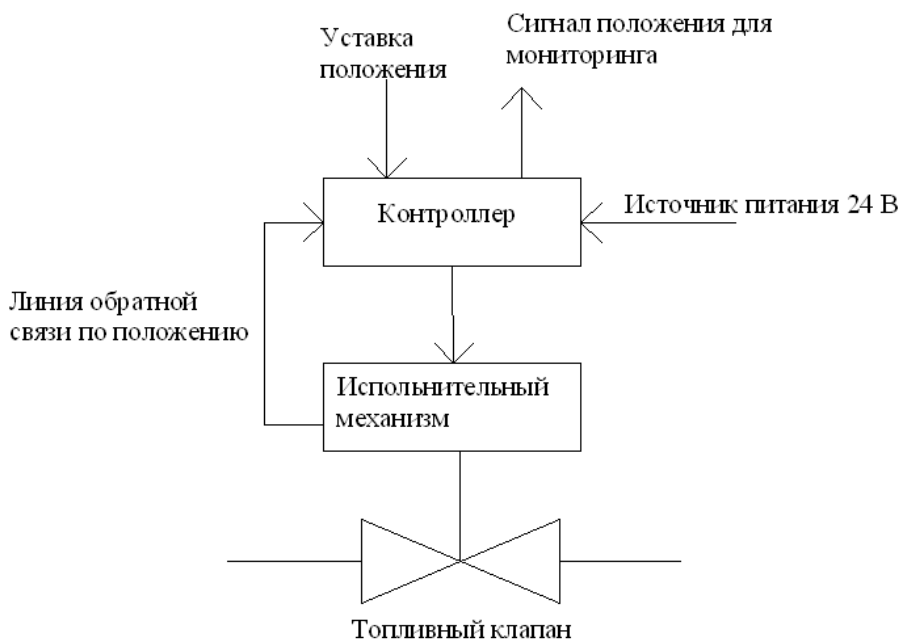


Рисунок 7 – Структурная схема топливного клапана с контроллером

2.5 Разработка Scada-модели компрессорной станции

2.5.1 Постановка задачи

На данный момент работают над созданием унифицированных, комплексных SCADA-систем для магистральных газопроводов, чтобы обеспечить максимальную универсальность. Однако такие системы, несмотря на свою универсальность, требуют доработки под конкретный элемент. Компрессорный цех является одним из самых уязвимых элементов таких систем, из-за зависимости агрегатов от состава перекачиваемого сырья. Создание SCADA-компонента для компрессорного цеха даст возможность получить информацию о выходных и входных данных, таких как наличие газа, объем расхода газа и давление газа в различных участках магистрального газопровода и на выходах газоперекачивающих агрегатов, а также температуру газа. Будем рассматривать упрощенную схему газокomppressorной системы (ГКС) на рисунке 9.

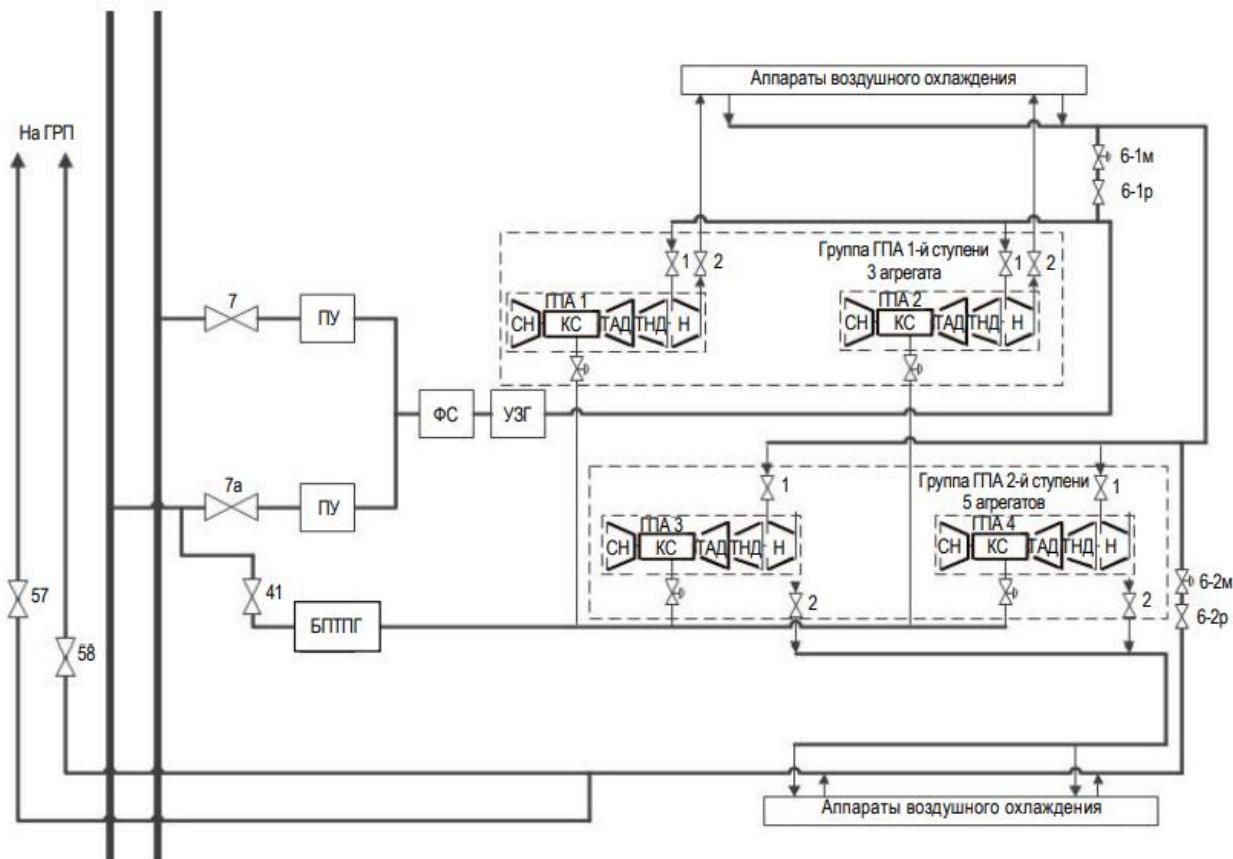


Рисунок 9 – Упрощенная принципиальная схема ГКС.

ГРП – газораспределительный пункт; ПУ – пылеуловители; ФС – фильтры-сепараторы; БПТГ – блок подготовки топливного и пускового газа; УЗГ – узел замера газа; КС – камера сгорания

В ходе сезона закачки газа в хранилище, газокompрессорная система принимает на себя обработку газа с давлением 3,0-3,5 МПа, который поступает из магистральных газопроводов Новопсков – Аксай-Моздок ($D_u = 1200$ мм) и Изобильный – Невинномысск ($D_u = 1000$ мм). Проходя через охранные краны и входы 7 и 7а, газ попадает на механическую очистку, состоящую из пяти пылеуловителей (ПУ) и трех фильтр-сепараторов, установленных последовательно. Эта система, с производительностью до 45 миллионов метров кубических газа в день в зависимости от давления, позволяет очистить газ от механических и жидких примесей [8].

После прохождения процесса очистки газ поступает во входной коллектор ГПА первой ступени, где сжимается до давления 4,5-5,1 МПа и охлаждается до температуры 30-40 градусов Цельсия на аппаратах воздушного охлаждения газа (АВО). Затем газ направляется во входной коллектор второй ступени, где далее сжимается до 8,0-12,5 МПа и охлаждается до температуры 38-42 градусов Цельсия на АВО газа. Охлажденный газ распределяется по напорным коллекторам и поступает в ГРП, где осуществляется закачка газа в пласт и его распределение по скважинам [8].

При автоматизации процесса транспортировки газа, необходимо создать строго иерархическую структуру системы. На верхнем уровне стоит задача обеспечения нужного объема транспортировки газа с максимальной эффективностью. Более низкие уровни иерархии решают задачи управления исполнительными механизмами местного уровня. Задание мощности транспортировки газа определяется на основе решений верхнего уровня и передается главному диспетчеру, который анализирует информацию о транспортируемых газом объемах и потребности в газе населения. Решение главного диспетчера используется в качестве задания для нашей системы.

Чтобы обеспечить максимальную эффективность работы компрессорных агрегатов, уровень компрессорной станции осуществляет управление через распределение мощности между группами компрессоров. На этом уровне иерархической структуры выполняются такие задачи, как подготовка различных типов газа, правильное распределение нагрузки между газоперекачивающими агрегатами, управление частотами вращения турбин и цеховое регулирование. Каждый уровень иерархии ставит свои задачи, и их решение позволяет переходить к более низкому уровню. Важно обеспечить устойчивую работу всех уровней структуры, включая локальные объекты управления в составе газоперекачивающих агрегатов, поскольку качество работы всей системы зависит от их правильной работы. Поэтому наше рассмотрение функциональной схемы компрессорного цеха начнется с описания локальных объектов управления [9].

2.5.2 Синтез каскадного регулятора

В управлении компрессорной станцией имеются несколько особенностей: технологический процесс непрерывен, существует временная задержка, что негативно влияет на регулирование, и нагрузка между агрегатами распределяется последовательно-параллельно. Структурная схема компрессорной станции начинается с внутреннего контура, где объектом управления является газоперекачивающий агрегат, который регулируется топливно-регулирующим клапаном. Внутренний контур состоит из ГПА и топливного регулятора, которые имеют одинаковые характеристики и регуляторы.

Перед началом идентификации объекта управления следует собрать информацию и сформировать входные и выходные массивы данных. В первую очередь необходимо установить связь между процентом открытия топливно-регулирующего клапана и оборотами турбины низкого давления при идентификации объекта управления. Для этого используются данные, полученные со стандартных характеристик работ турбины ГТК-10И. Входными параметрами для идентификации в данном случае является положение турбинного регулировочного клапана, а выходным – обороты турбины низкого давления [9].

Выбран алгоритм авторегрессии для проведения идентификации. Для оценки соответствия модели объекту используется критерий среднеквадратичного отклонения. Для этого ищутся такие параметры модели, которые обеспечивают минимальное среднеквадратическое расхождение между выходными сигналами модели и объекта при одинаковом входном воздействии. В данном случае авторегрессионная модель описывается уравнением.

$$A(q) y(n) = B(q)u(n) + e(n)$$

После проведения процесса идентификации мы можем получить передаточную функцию, которая связывает процент открытия топливно-регулирующего клапана и изменение скорости турбины низкого давления.

$$G(S) = \frac{k}{(1 + T_{P1}S)(1 + T_{P2}S)} \quad (1.1)$$

Путем замены соответствующих численных значений мы получим следующую передаточную функцию:

$$G(S) = \frac{1}{95s^2 + 25s + 1} \quad (1.2)$$

Для данного объекта звено, которое обеспечивает коррекцию линейной амплитудной характеристики (ЛАХ), должно иметь передаточную функцию (ПФ) такого вида:

$$G_{кор} = \frac{K_{кор}(t_{кор}S + 1)}{s} \quad (1.3)$$

или

$$G_{кор} = \frac{K_{кор}(t_{кор1}S + 1)(t_{кор2}S + 1)}{s} \quad (1.4)$$

Давайте изучим передаточные функции, которые относятся к ПИ- и ПИД-регуляторам:

$$G_{кор} = \frac{K_{кор}}{s} + K_{кор}(t_{кор1} + t_{кор2}) + K_{кор}t_{кор1}t_{кор2}s \quad (1.5)$$

или

$$G_{\text{кор}} = \frac{K_{\text{интег}}}{s} + K_{\text{проп}} + K_{\text{диф}}s \quad (1.6)$$

$$K_{\text{интег}} = K_{\text{кор}} \quad (1.7)$$

$$K_{\text{проп}} = K_{\text{кор}}(t_{\text{кор}1} + t_{\text{кор}2}) \quad (1.8)$$

$$K_{\text{диф}} = K_{\text{кор}}t_{\text{кор}1}t_{\text{кор}2} \quad (1.9)$$

Коэффициенты усиления регулятора $K_{\text{проп}}$, $K_{\text{интег}}$ и $K_{\text{диф}}$ представлены в передаточных функциях в виде постоянных времени τ_1 , τ_2 и коэффициента K , что позволяет различать компоненты, влияющие на компенсацию полюсов передаточной функции и на скорость реакции системы. Для настройки можно, например, сначала настроить компенсацию, а затем постепенно увеличивать коэффициент усиления для достижения необходимой скорости реакции системы. Регулятор реализуется программно посредством разностных уравнений: [8]

$$G_{\text{кор}} = \frac{K_{\text{кор}}(t_{\text{пер}1} + t_{\text{пер}2})(x_k - x_{k-1})}{\text{cycle}} \quad (2)$$

$$i = i + K_{\text{кор}} \text{cycle} \frac{x_k - x_{k-1}}{2} \quad (2.1)$$

$$y_k = x_k + K_{\text{кор}}(t_{\text{пер}1} + t_{\text{пер}2}) + d + i \quad (2.2)$$

где x – входной сигнал (ошибка регулирования);

y – выход регулятора;

индексы k и $k - 1$ соответствуют текущему и предыдущему отсчетам;

cycle – длительность цикла вызова управляющей программы.

На установившемся режиме выход регулятора равен интегрирующей составляющей. Поэтому для инициализации регулятора применяется $i = y$.

Регулятор должен обеспечивать достижение заданной рабочей точки объекта управления с точностью в позиционировании не более чем 0,5 с, а также обеспечивать переходные процессы без перерегулирования с временем перехода не более 0,4 с.

Коэффициент усиления пропорциональной составляющей K_p влияет на скорость реакции системы на отклонение управляемой величины от задания. Коэффициент усиления дифференциальной составляющей K_d определяет реакцию системы на скорость изменения управляемой величины: дифференциальная составляющая работает быстрее, чем пропорциональная, и компенсирует резкие отклонения от задания. При изменении задания точность

его выполнения определяется интегральной составляющей регулятора. Передаточная функция регулятора может быть записана в следующей форме: [8]

$$W_{\text{рег}} = K_{\text{п}} + K_{\text{д}}s + K_{\text{и}} \frac{1}{s} \quad (2.3)$$

где $K_{\text{п}}$ – коэффициент передачи пропорциональной составляющей регулятора;

$K_{\text{д}}$ – коэффициент передачи дифференциальной составляющей регулятора;

$K_{\text{и}}$ – коэффициент передачи интегральной составляющей регулятора.

Для решения нашей задачи требуется, чтобы функция имела определенный вид, а именно:

$$G_{\text{рег}} = K_{\text{рег}} \frac{T_{0y}^2 s^2 + 2T_{0y}\zeta s + 1}{s} \quad (2.4)$$

где $K_{\text{рег}}$ – общий коэффициент передачи регулятора.

При такой конфигурации системы произойдет корректировка линейной амплитудной характеристики (ЛАЧХ) исходного объекта управления, так что ЛАЧХ ошибки передаточной функции с регулятором будет иметь наклон 20 дБ на всем диапазоне частот. Значение $K_{\text{рег}}$ будет влиять на позицию этой ЛАЧХ вдоль оси ординат. При изменении значения $K_{\text{рег}}$ будут меняться скорость переходного процесса и величина перерегулирования. Поэтому мы должны определить диапазон значений $K_{\text{рег}}$, где требования к времени переходного процесса (не более 0,4 с) и перерегулированию (нулевое) будут выполнены. Это можно решить экспериментально, проведя моделирование системы с регулятором при разных значениях $K_{\text{рег}}$ с помощью пакета Simulink [8].

2.5.3 Эмпирический метод Циглера – Николса (ZN1)

Метод Циглера-Никольса, хотя и широко применяется, но даёт параметры системы, которые могут значительно отличаться от оптимальных значений. Объяснение этому заключается не только в упрощенности самого метода, который использует только два параметра для описания объекта, но и в том, что параметры регулятора в этом методе разрабатывались Циглером и Никольсом с учетом только одного критерия – декремента затухания, равного 4, что приводит к медленному затуханию процесса колебаний. Кроме того, метод Циглера-Никольса не учитывает требования к запасу устойчивости системы, что является еще одним недостатком. Следовательно, из-за медленного затухания переходного процесса в системе этот метод может дать слишком малый запас устойчивости [3].

Этот метод подходит для открытых систем с монотонным ходом процесса: Передаточная функция:

$$G(S) = \frac{1}{95s^2 + 25s + 1} \quad (2.5)$$

Схема моделирования разомкнутой системы ГПА:

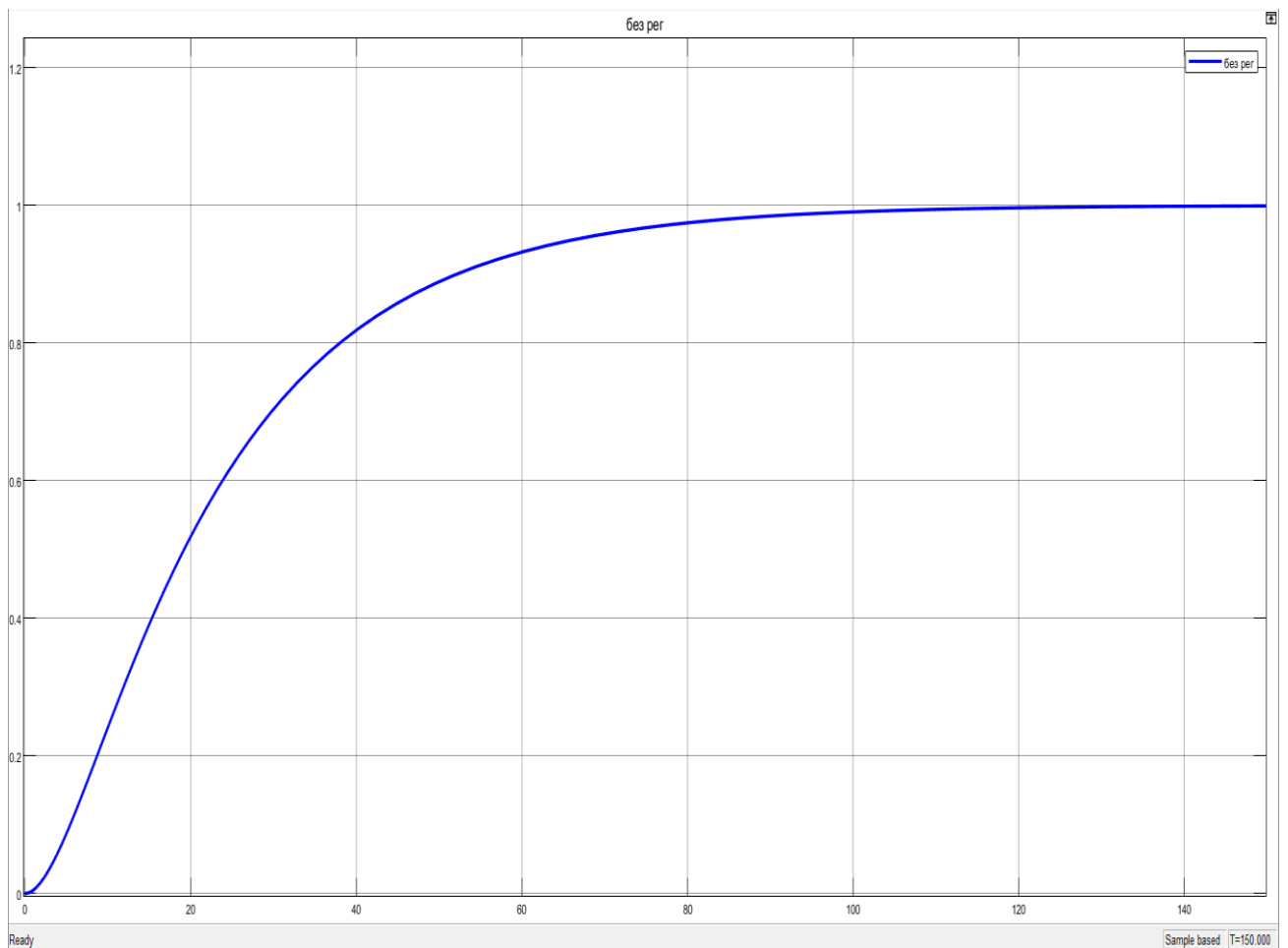
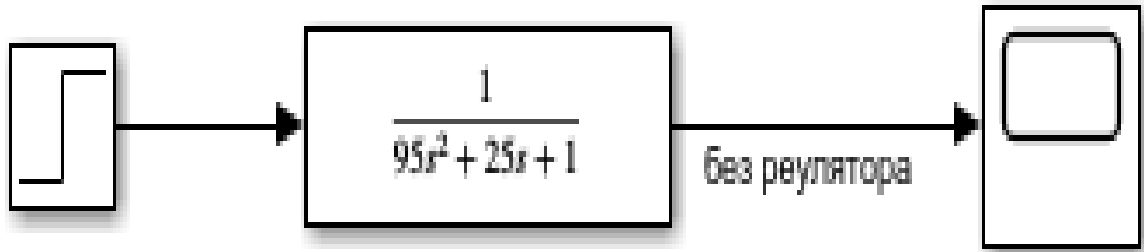


Рисунок 10 – Переходной процесс ГПА без регулятора

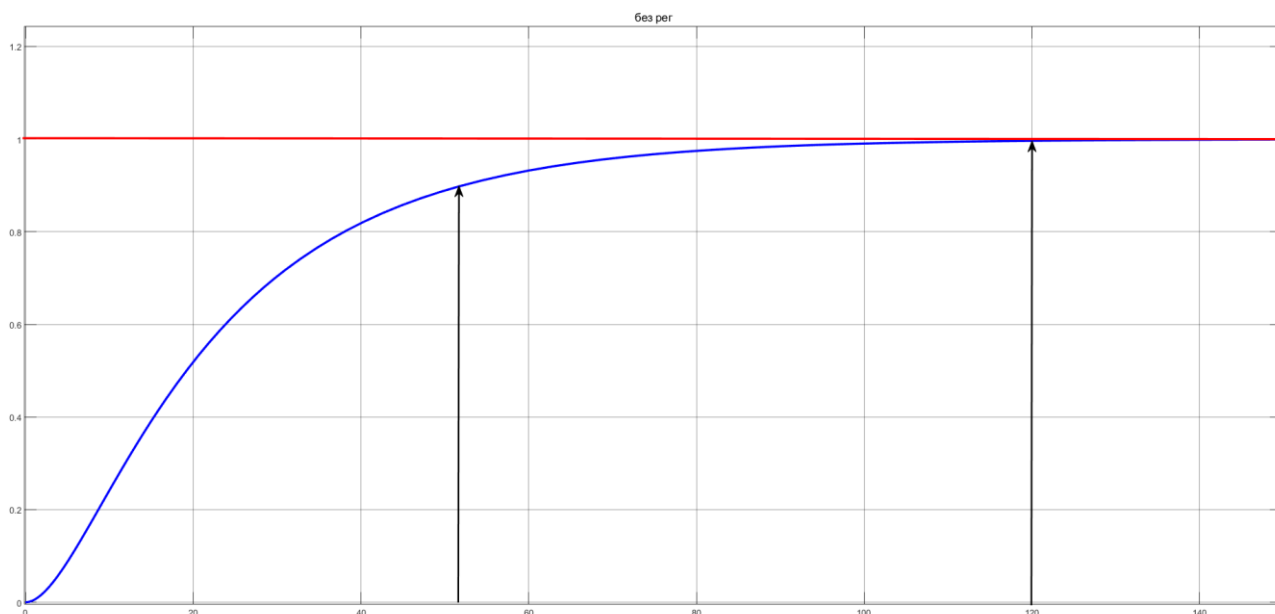


Рисунок 11 – Прямые и косвенные оценки качества переходной процесс ГПА без регулятора

Таблица 2.4 – Прямые и косвенные оценки качества системы:

№	Оценка качества	Обозначение	Значение
1	Время регулирования (Settling Time)	T_{set}	120с
2	Перерегулирование (Overshot)	P_{ov}	0%
3	Установившаяся ошибка (Steady-State Error)	e_{ss}	0
4	Время нарастания (Rise Time)	T_R	52с
5	Степень устойчивости	η	
5	Показатель колебательности	μ	0

2.5.3.1 Расчёт параметров ПИД-регулятора по методу Циглера – Николься номер 1

Таблица 2.5 – вычисление параметров PID регулятора по методу Циглера – Николься номер 1

	K_p	$K_i = \frac{1}{I}$	K_d
P	$\frac{T}{KL}$	0	0
PI	$\frac{0.9T}{KL}$	$\frac{L}{0.3}$	0
PID	$\frac{1.2T}{KL}$	2L	0,5L

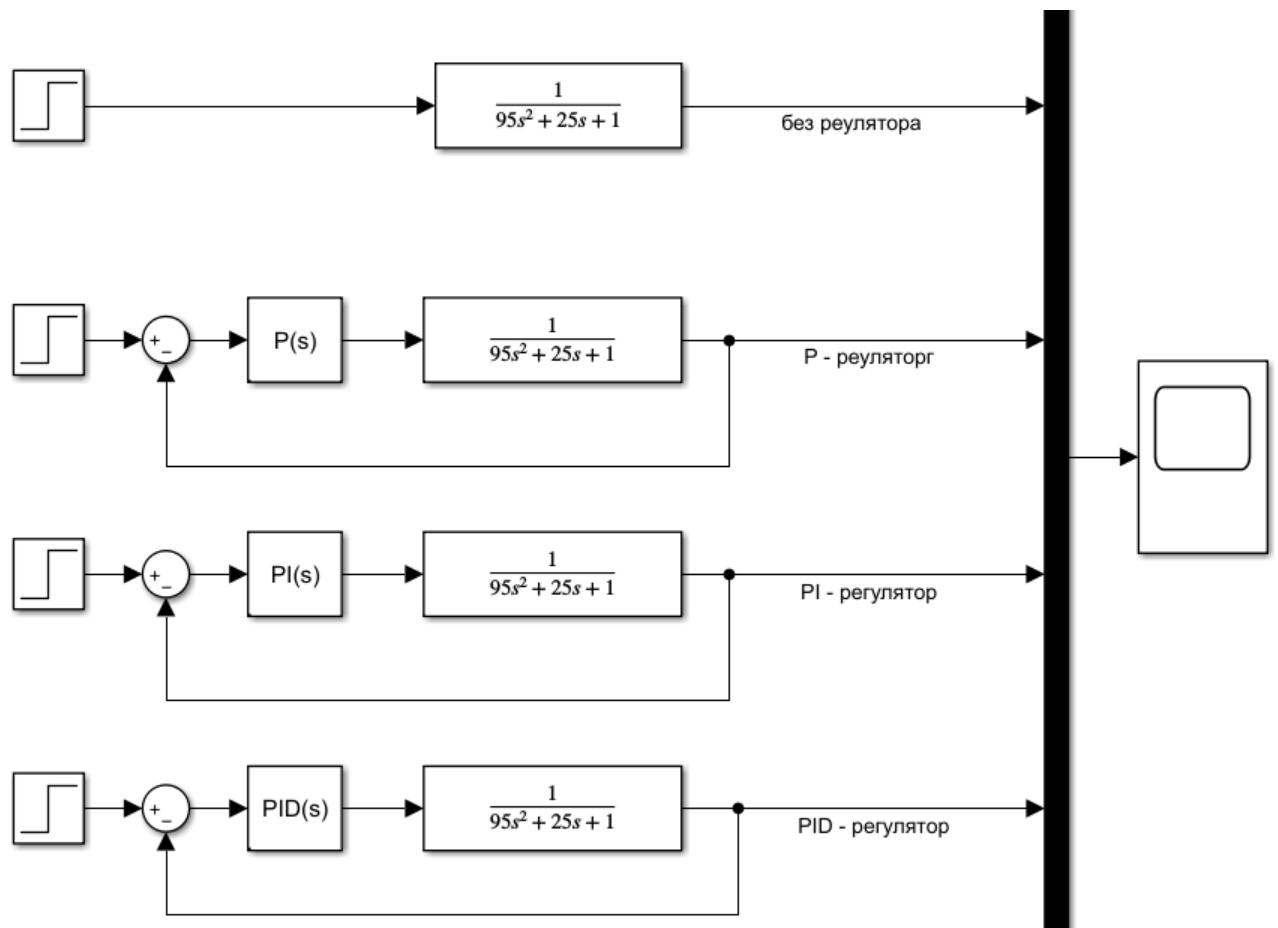


Рисунок 12 – Схема моделирования системы регулирования ГПА без регулирования и с P, PI, PID – регуляторами

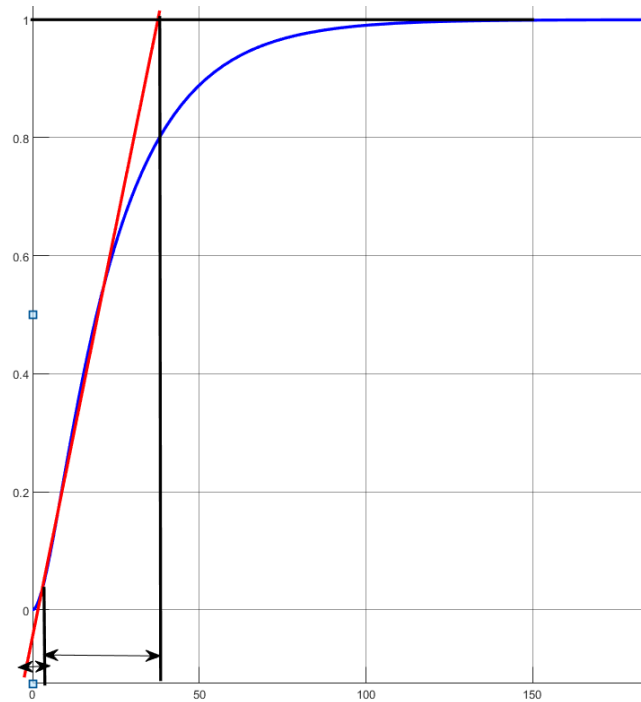


Рисунок 13 – вычисление параметров PID регулятора: $T=38$, $L=6$, $K=1$

Таблица 2.6 – вычисление параметров PID регулятора по методу Циглера – Николься номер 1

	K_p	$K_i = \frac{1}{I}$	K_d
P	6,33	-	-
PI	5,7	0,05	-
PID	7,6	0,083	3

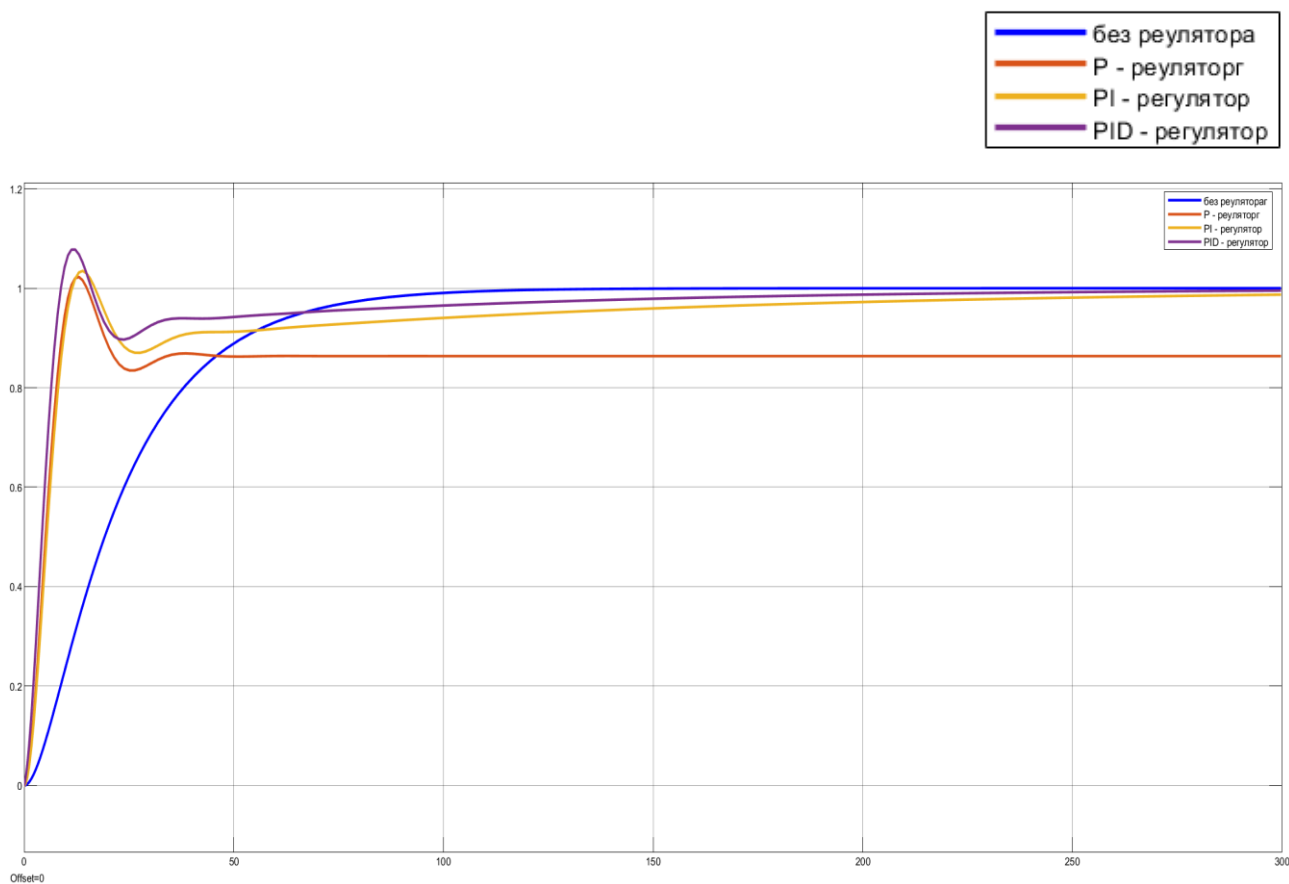


Рисунок 14 – Переходной процесс ГПА с ПИД регулятором (метод ZN1)

2.5.3.2 Расчёт параметров ПИД-регулятора по методу Чина-Хронеса-Ресвика CHR

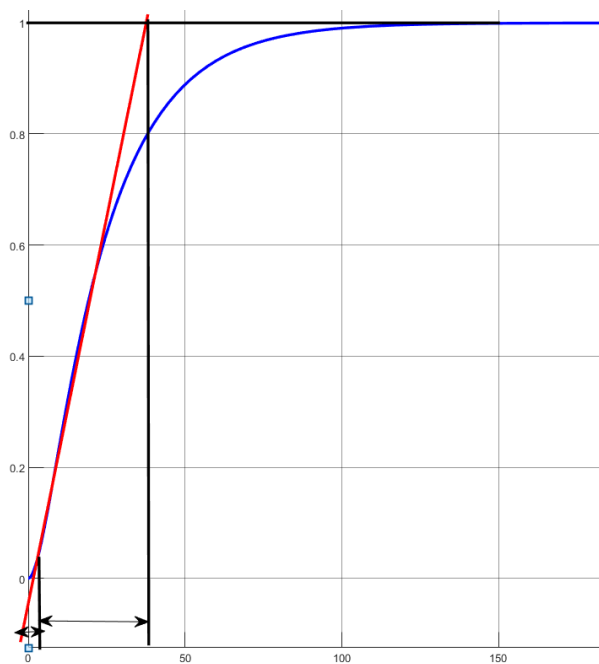


Рисунок 15 – вычисление параметров PID регулятора: $T=38$, $L=6$, $K=1$

Таблица 2.7 – вычисление параметров PID регулятора по методу Чина-Хронеса-Ресвика CHR

	K_p	$K_i = \frac{1}{I}$	K_d
P	$\frac{0.3T}{KL}$	0	0
PI	$\frac{0.6T}{KL}$	4L	0
PID	$\frac{0.95T}{KL}$	2.4L	0.42L

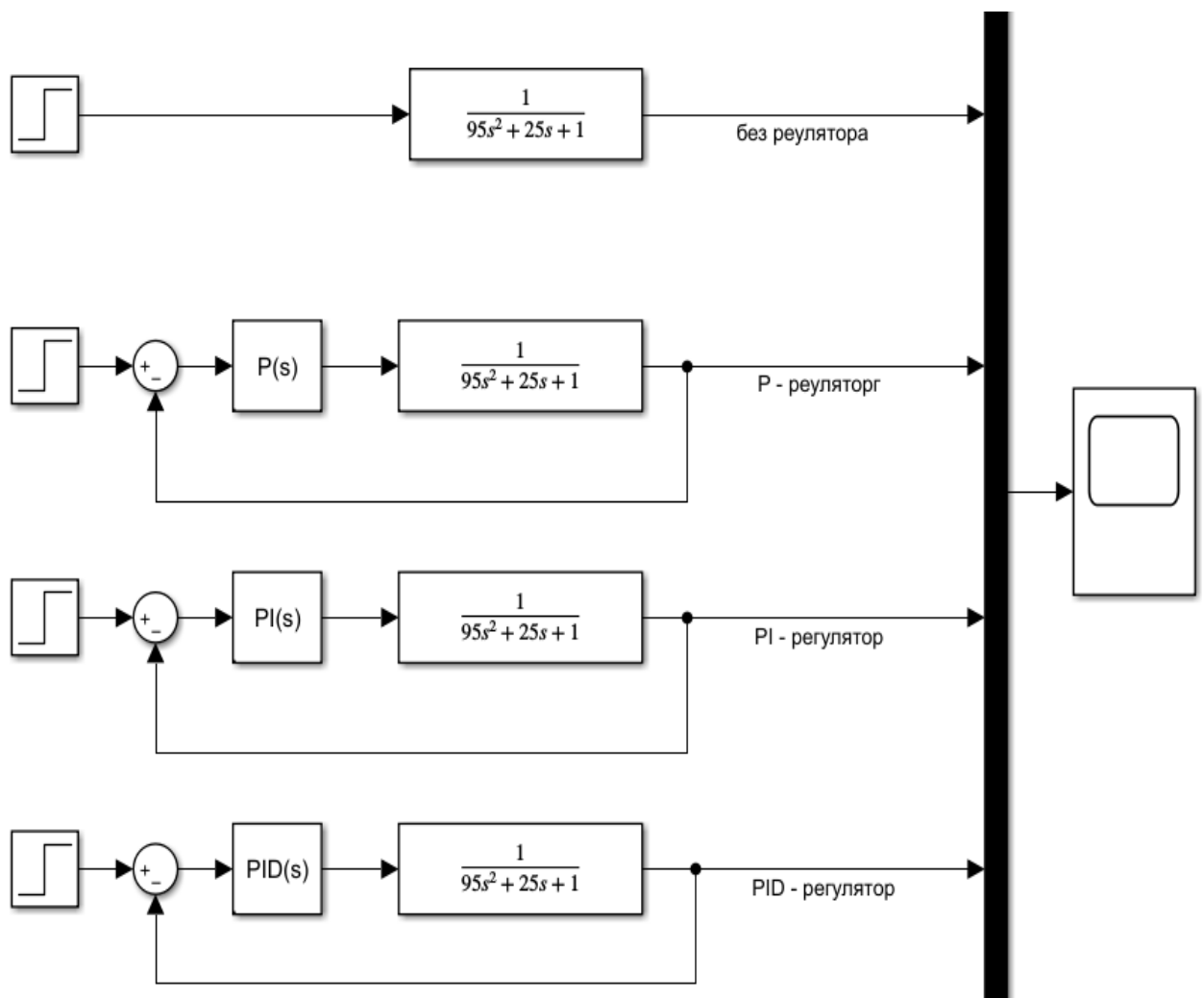


Рисунок 16 – Схема моделирования системы регулирования ГПА без регулирования и с P, PI, PID – регуляторами

Таблица 2.8 – вычисление параметров PID регулятора по методу Чина-Хронеса-Ресвика CHR

	K_p	$K_i = \frac{1}{I}$	K_d
P	1.9	-	-
PI	3.8	0.042	-
PID	6.01	0,069	2.52

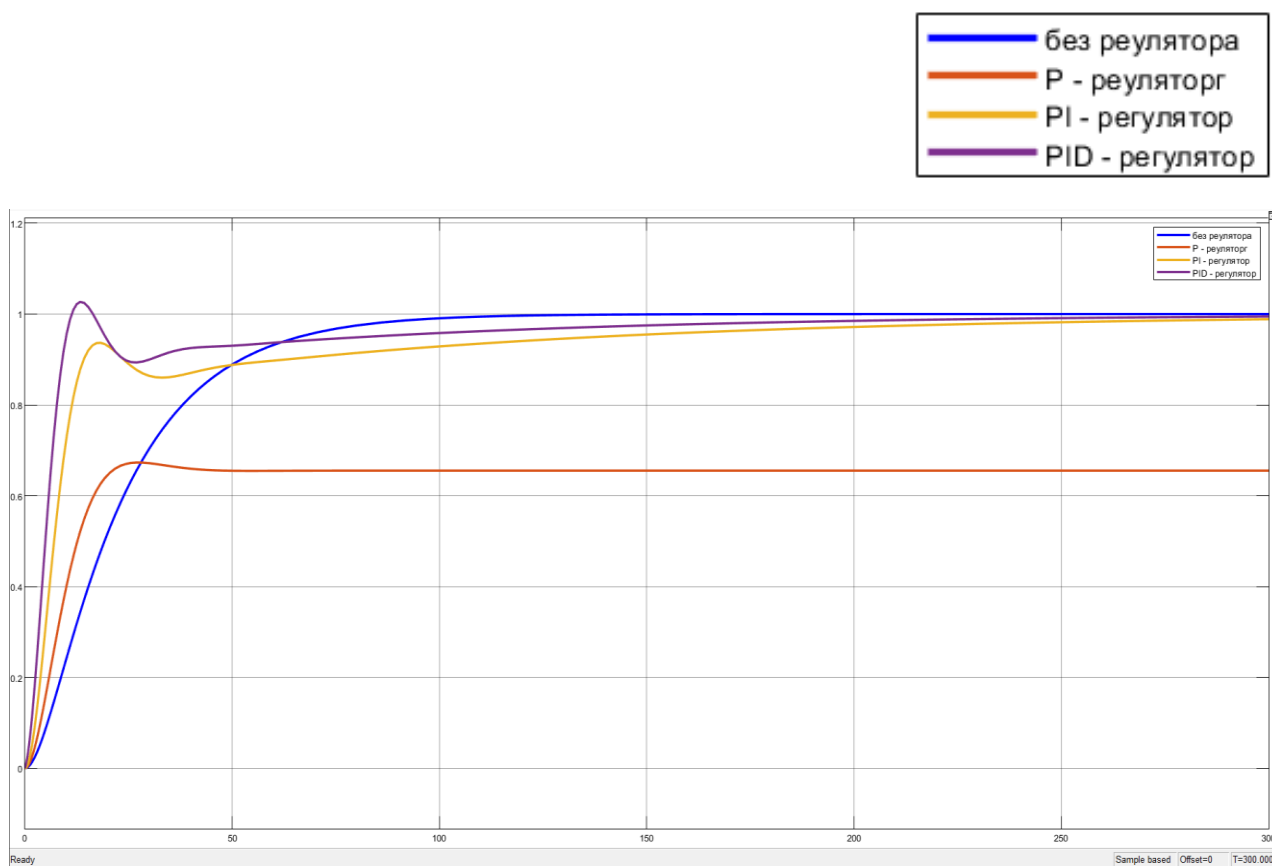


Рисунок 17 – Переходной процесс ГПА с ПИД регулятором (метод CHR)

2.5.3.3 Результаты моделирования системы с ПИД регулятором (ручная настройка)

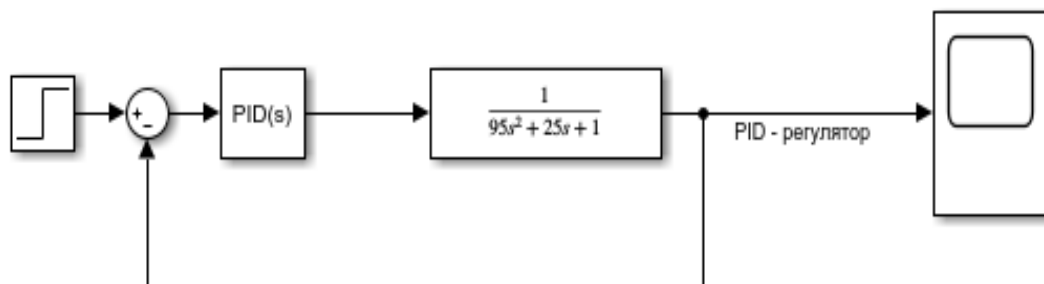


Рисунок 18 – Схема моделирования замкнутой системы регулирования ГПА с ПИД регулятором (Ручная настройка)

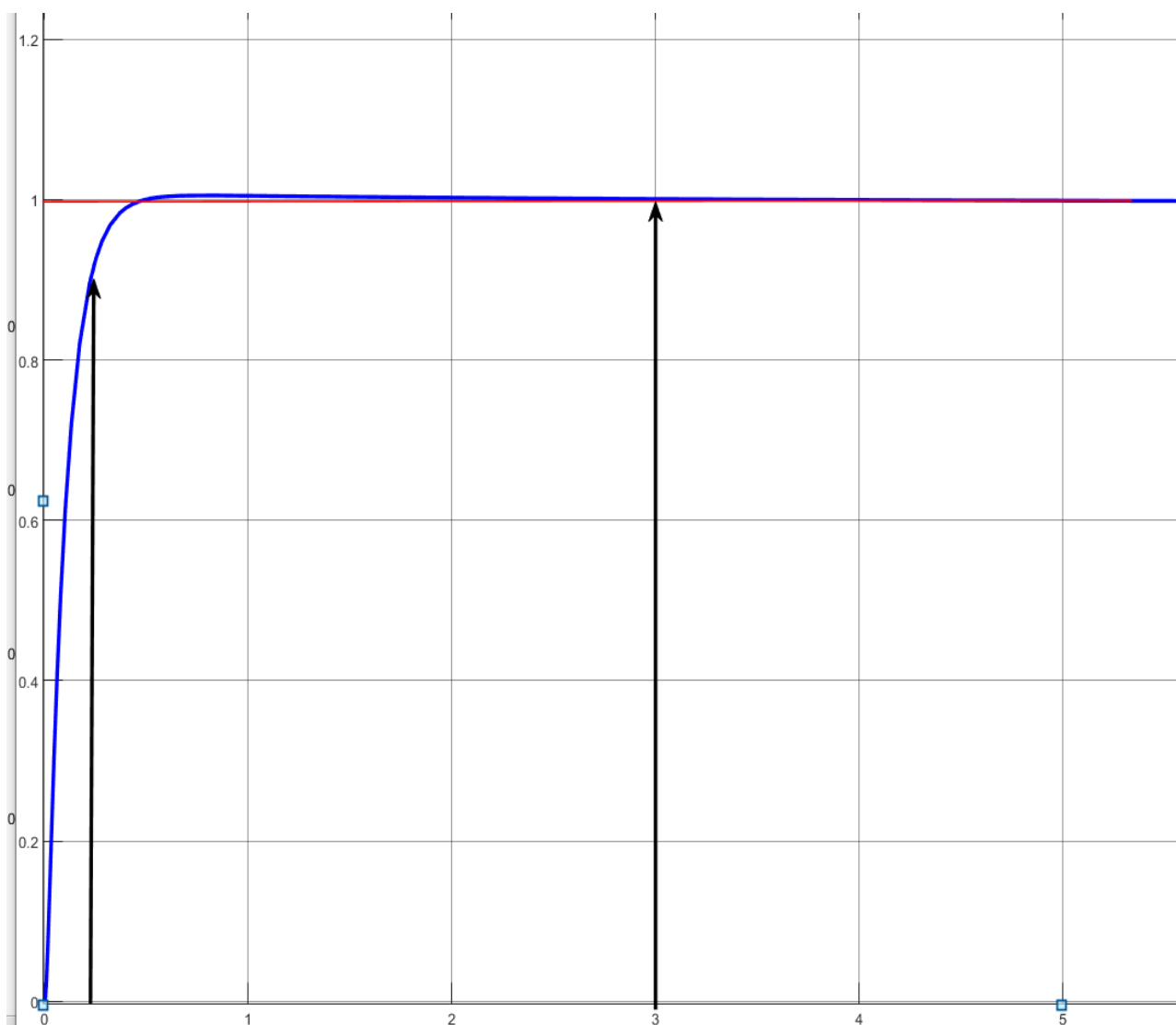


Рисунок 19 – Переходной процесс ГПА с ПИД регулятором (ручная настройка)

Таблица 2.9 – Влияние ПИД-регулятора на оценки качества (ручная настройка)

Оценка качества	Система без регулятора	С регулятором (ручной метод)
Время регулирования (Settling Time)	120с	3с
Перерегулирование (Overshot)	0%	0.5%
Установившаяся ошибка (Steady-State Error)	0	0
Время нарастания (Rise Time)	52с	0,2с
Степень устойчивости		
Показатель колебательности	0	0

При сравнении с исходной системой:

- Уменьшилось время регулирования;
- Увеличилась степень устойчивости;
- Установившаяся ошибка равна нулю;
- Перерегулирование увеличилось.

2.6 Разработка программного обеспечения в TIA Portal

Первым делом нажимается кнопка старт (Start), далее автоматически запускается таймер 10с на работу стартера для запуска турбины. Во втором network срабатывает датчики Air и Fuel, при их срабатывании открываются клапана подачи воздуха (AIR SUPPLY VALVE) и топлива (FUEL SUPPLY VALVE). В третьем network включается камера сгорания и турбина наинает набирать более высокие обороты. В четвертом network при достижении высоких оборотов турбины ГПА открывается клапан подачи газа на магистраль.

PLC tags									
	Name	Tag table	Data type	Address	Retain	Acces...	Visibl...	Comment	
1	START	Default tag table	Bool	%I124.0		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
2	STARTER	Default tag table	Bool	%Q124.0		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Стартер	
3	FUEL SUPPLY VALVE	Default tag table	Bool	%Q124.1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Клапан подач...	
4	AIR SUPPLY VALVE	Default tag table	Bool	%Q124.2		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Клапан подач...	
5	TURBINE	Default tag table	Bool	%Q124.3		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Турбина	
6	BLOWER VALVE	Default tag table	Bool	%Q124.4		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Камера сгора...	
7	Tag_1	Default tag table	Timer	%T1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
8	the combustion chamber	Default tag table	Bool	%Q124.5		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Клапан Нагнет...	
9	Stop	Default tag table	Bool	%I124.7		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
10	Tag_2	Default tag table	Timer	%T2		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
11	Fuel	Default tag table	Bool	%I124.1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
12	AIR	Default tag table	Bool	%I124.2		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		

Рисунок 20 – Таблица PLC Tags

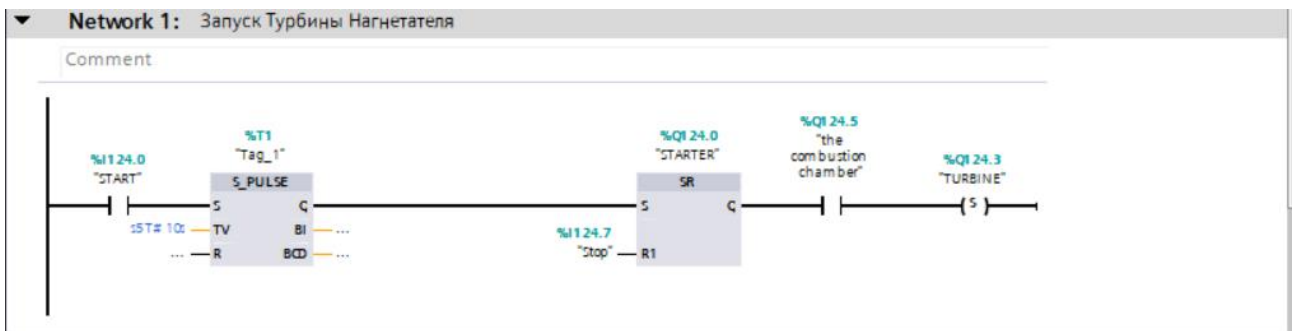


Рисунок 21 – первый network запуск турбины нагнетателя

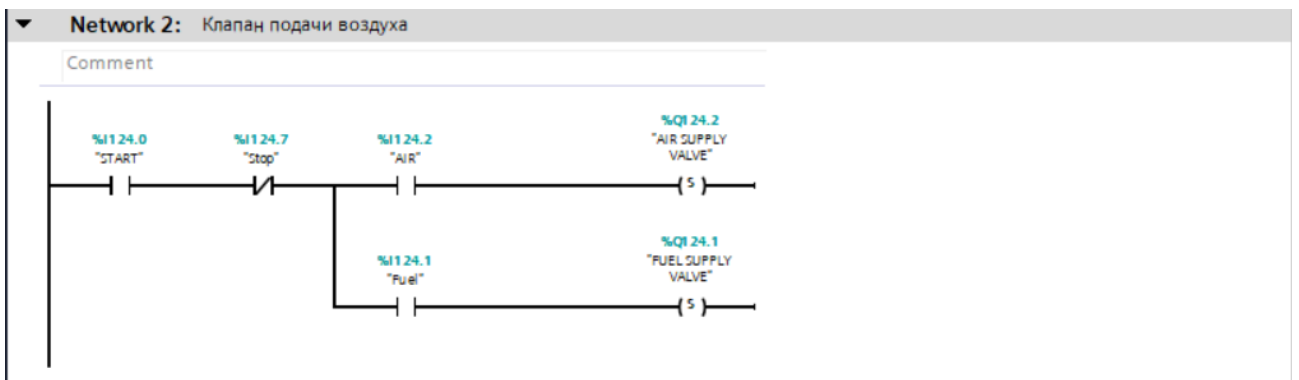


Рисунок 22 – второй network клапан подачи воздуха

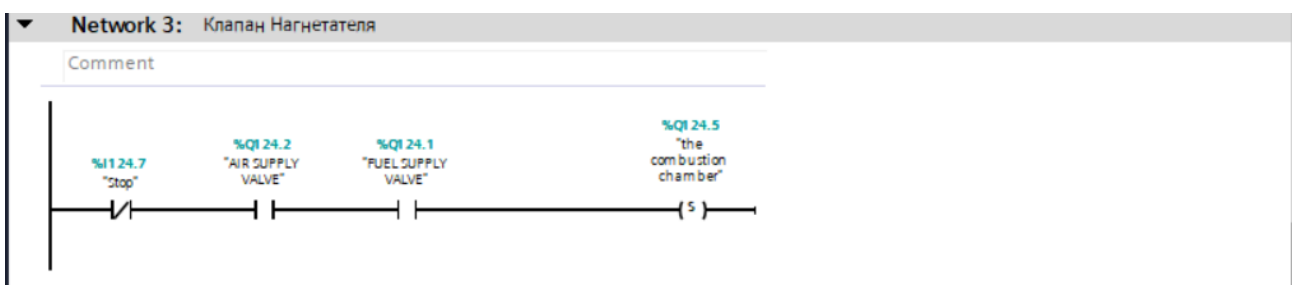


Рисунок 23 – третий network открытие клапана нагнетателя

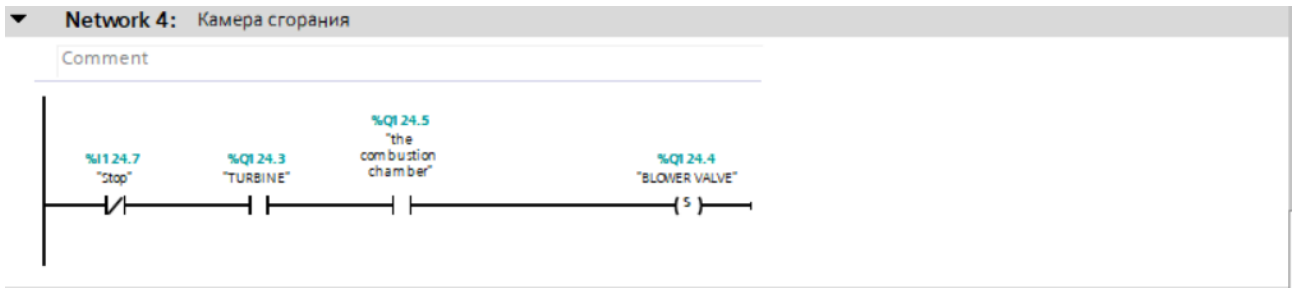


Рисунок 24 – камера сгорания

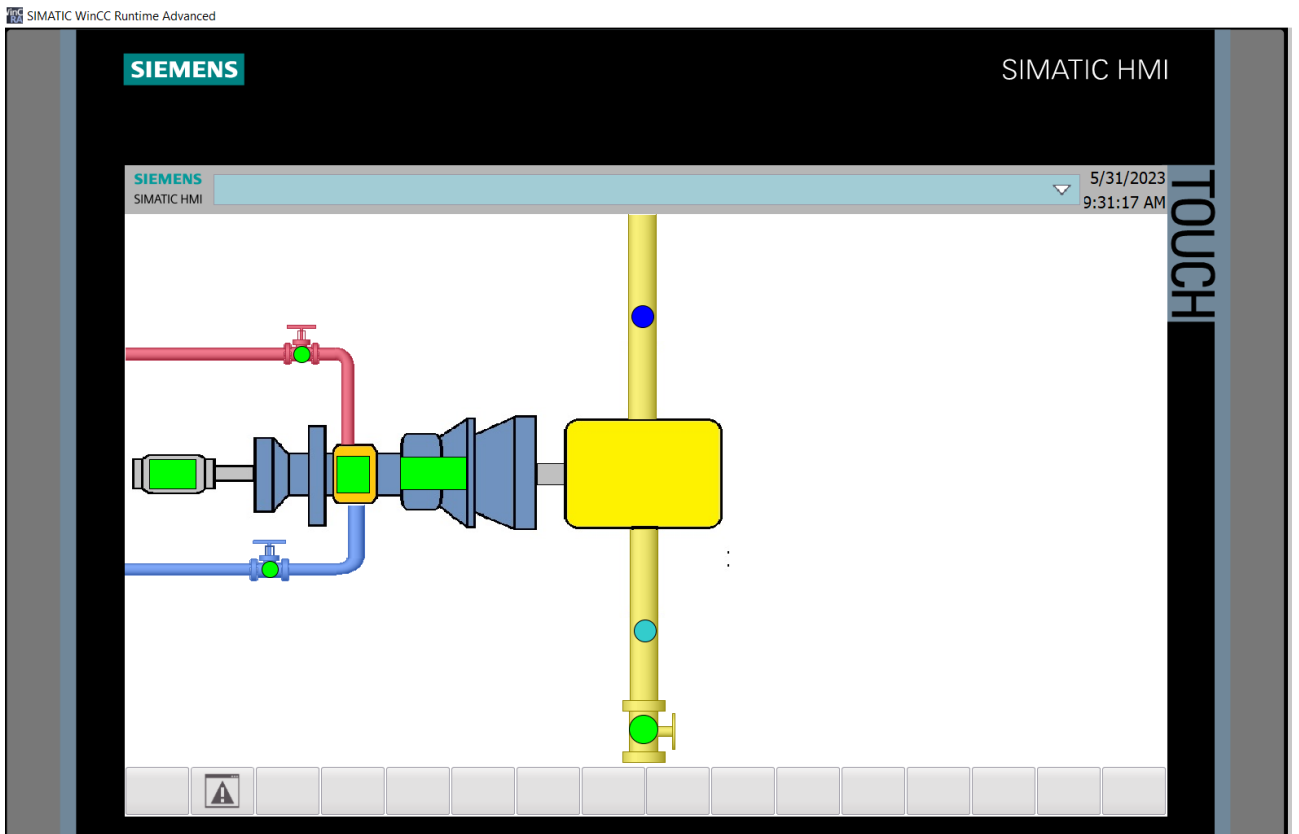


Рисунок 25 – HMI экран с процессом включения ГПА

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В первой части дипломного проекта был изучен технологический процесс, а также принцип работы газоперекачивающей станции «Бектыбаево».

Во второй части представлена функциональная и структурная схема технологического процесса. Построена постановка задачи управления газоперекачивающей станции и математическая модель

В ходе исследования были выявлены основные принципы работы газоперекачивающего аппарата, их компоненты и возможности управления им. Были также исследованы основные требования к транспортировке газа, в том числе связанные с энергоэффективностью и экологичностью.

Таким образом, разработанный газоперекачивающий аппарат имеет большой потенциал для применения в различных отраслях газовой промышленности и представляет собой значимый вклад в развитие транспортировки газа на многомиллионные расстояния.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Воронов А.А. Теория управления. – Москва: Наука, 2019. – 495 с.
- 2 Бессекерский В.А., Попов Е.П. Теория систем автоматического управления. – С-П.: «Профессия», 2004. – 752 с.
- 3 Описание аппаратной реализации САУР ГПА
https://studbooks.net/823374/matematika_himiya_fizika/opisanie_apparatnoy_realizatsii_saur
- 4 Снижение энергопотребления за счет оптимизации Условия эксплуатации газа Магистральный трубопровод <http://kth.diva-portal.org/smash/get/diva2:654717/FULLTEXT01.pdf>
- 5 Эксплуатация насосных и компрессорных станций
<https://elibrary.ru/item.asp?id=39132866>
- 6 Основные технические средства измерения и контроля
https://studbooks.net/823376/matematika_himiya_fizika/osnovnye_tekhnicheskie_sredstva_izmereniya_i_kontrolya
- 7 Эксплуатация и ремонт оборудования насосных и компрессоров
https://portal.tpu.ru/fond2/download_doc/122017/ekspluatsiya_nasosnyh_stanciy.pdf
- 8 Газотурбинные установки
https://portal.tpu.ru/departments/otdel/publish/izdaniya_razrabotanye_v_ramkah_IOP/Tab1/gazoturbinnye_ustanovki_zac.pdf
- 9 Библиотека НЕФТЬ-ГАЗ <https://neftegaz.ru/tech-library/>
- 10 Ромейко В.С. Концепция проекта закона «О трубопроводном транспорте». Обоснование необходимости разработки проекта закона. // Трубопроводы и экология. – 1998, №4. – 345с.
- 11 Харионовский В.В. Транспорт газа: надежность и аварийность. // спец. Приложение к журналу «Газовая промышленность». – 1995. – Вып. 3. – 190с.
- 12 Алиев Р.А., Белоусов В.Д., Немудров А.Г. и др. Трубопроводный транспорт нефти и газа: Учеб. для вузов.– М.: Недра, 1988. - 368 с.
- 13 Дорф Р. Современные системы управления. – М.: Лаборатория базовых знаний, 2004. – 832 с.
- 14 Гальперин М.В. Автоматическое управление: Учебник. – М.:ИД ФОРУМ-ИНФРА, 2007. – 224 с.

Протокол анализа Отчета подобия Научным руководителем

Заявляю, что я ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

Автор: Жанасов А.А.

Название: Разработка автоматизированной системы транспортировки газа.

Координатор: Жанар Омирбекова

Коэффициент подобия 1: 24.23%

Коэффициент подобия 2: 9.70%

Замена букв: 16

Интервалы: 0

Микропробелы: 25

Белые знаки: 0


После анализа Отчета подобия констатирую следующее:


- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите;
- обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, не допускаю работу к защите.

Обоснование: В результате проверки на антиплагиат были получены коэффициенты: Коэффициент подобия 1: 24,23% Коэффициент подобия 2: 9,7%. Работа выполнена самостоятельно и не несет элементов плагиата. В связи с этим, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите перед государственной комиссией.

«31» мая 2022 г.

Дата

 Подпись Научного руководителя

1. Дипломный проект не является машинным антиплагиат выявил копир подобия 9,7% из-за известной технологии 12.06.23


**Протокол анализа Отчета подобия
заведующего кафедрой / начальника структурного подразделения**

Заведующий кафедрой / начальника структурного подразделения заявляет, что я ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

Автор: Жанасов А.А.

Название: Разработка автоматизированной системы транспортировки газа.

Координатор: Жанар Омирбекова.

Коэффициент подобия 1: 24.23%

Коэффициент подобия 2: 9.70%

Замена букв: 16

Интервалы: 0

Микропробелы: 25


Белые знаки: 0

После анализа отчета подобия заведующий кафедрой / начальника структурного подразделения констатирует следующее:

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите;
- обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем не допускаю работу к защите.


Обоснование: В результате проверки на антиплагиат, были получены коэффициенты: Коэффициент подобия 24.23 и Коэффициент подобия 2: 9.70. Работа выполнена самостоятельно и не несет элементов плагиата. В связи с этим, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите перед государственной комиссией.

«31» мая 2023 г.
Дата


Подпись заведующего кафедрой /
начальника структурного подразделения

Окончательное решение в отношении допуска к защите, включая обоснование:
Дипломный проект допускается к защите.

«31» мая 2023 г.
Дата


Подпись заведующего кафедрой /
начальника структурного подразделения

НЕКОММЕРЧЕСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ имени К.И.САТПАЕВА»

ОТЗЫВ

НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ

на дипломный проект

Жанасова Алишера Аманжоловича
6B07103 – Автоматизация и роботизация

Тема: «Разработка автоматизированной системы транспортировки газа»

Разработанный дипломный проект на тему "Разработка автоматизированной системы транспортировки газа" представляет собой важный вклад в область автоматизации и газовой промышленности. В работе студента Жанасова Алишера ясно сформулированы цель и задачи проекта, а также обоснована актуальность выбранной темы, учитывая проблемы и потенциальные преимущества, связанные с автоматизацией транспортировки газа.

В ходе работы автор провел аналитический обзор существующих методов и технологий, что свидетельствует о его глубоком понимании предметной области. Проект основан на системном и комплексном подходе, включающем теоретический анализ, моделирование и сбор данных. Автор разработал автоматизированную систему транспортировки газа, протестировал ее и представил результаты исследования.

В работе студента Жанасова Алишера особое внимание уделено аргументированному анализу полученных результатов. Выводы тесно связаны с поставленными целями и задачами проекта, а также обладают практической значимостью. Оформление и структура работы выполнены профессионально, обеспечивая логическую последовательность изложения материала.

Дипломный проект студента Жанасова Алишера демонстрирует уровень знаний и навыков в области автоматизации и газовой промышленности. Автор успешно реализовал свои идеи и достиг поставленных целей проекта. Работа является значимым вкладом в развитие автоматизации транспортировки газа и заслуживает положительной оценки. Уверен, что проект может быть рекомендован для практической реализации и применения в реальных условиях газовой промышленности.

Дипломный проект выполнен соответствии к требованиям выпускных работ и рекомендован к защите.

Научный руководитель
PhD, ассоциированный профессор

 Омирбекова Ж. Ж.
«12» 08 2023 г.

РЕЦЕНЗИЯ

на дипломный проект
(наименование вида работы)

Айтмұқанбет Нұрай Арманқызы

6B07103 – Автоматизация и роботизация

На тему: Тема: «Автоматизация технологического процесса горнорудной
промышленности»

Выполнено:

- а) графическая часть на 14 листах
б) пояснительная записка на 54 страницах

ЗАМЕЧАНИЯ К РАБОТЕ

Жанасова Алишера Аманжоловича
6B07103 – Автоматизация и роботизация

Тема: «Разработка автоматизированной системы транспортировки газа»

Данный дипломный проект на тему "Разработка автоматизированной системы транспортировки газа" представляет собой важное достижение студента Жанасова Алишера. В работе осуществлена разработка и проектирование системы транспортировки газа с использованием принципов автоматизации.

В работе автор ясно сформулировал цель проекта, а также определил задачи исследования. Была проведена аналитическая оценка актуальности выбранной темы, а также рассмотрены проблемы и потенциальные преимущества, связанные с автоматизацией транспортировки газа. Анализ литературы и существующих методов и технологий был представлен в работе, что свидетельствует о глубоком понимании автором предметной области.

Методология проекта была описана и обоснована автором. В работе использовались различные подходы, включая теоретический анализ, моделирование и сбор данных. Автор провел разработку автоматизированной системы транспортировки газа, протестировал ее и представил результаты исследования.

Оформление работы выполнено профессионально и структурировано логичным образом. Работа включает введение, обзор литературы, методологию, разработку системы, результаты, обсуждение и заключение.

Оценка работы

В целом, дипломный проект студента Жанасова Алишера является успешным и значимым. Автор продемонстрировал высокий уровень понимания предметной области, применил соответствующие методы и технологии, и предоставил практически значимую автоматизированную систему транспортировки газа. Работа заслуживает положительной оценки (85% B) и является важным вкладом в область автоматизации и роботизации, а Жанасов А.А. академическую степень бакалавра по специальности 6B07103 – Автоматизация и роботизация

Рецензент

Директор ТОО "ACS Engineering"
магистр техники и технологии РЭТ
(должность, уч. степень, звание)

 Сихимбаев А.С.
« 13 » _____ 2023 г.

Ф КазНИТУ 706-17. Рецензия